

Rocha Martín, María José

Estudio comparativo de cálculo del parámetro beta del modelo CAPM en el sector eléctrico regulado de países latinoamericanos

**Tesis para la obtención del título de posgrado de
Especialista en Dirección de Finanzas**

Director: Halabi, Damián

Documento disponible para su consulta y descarga en Biblioteca Digital - Producción Académica, repositorio institucional de la Universidad Católica de Córdoba, gestionado por el Sistema de Bibliotecas de la UCC.



Esta obra está bajo licencia 2.5 de Creative Commons Argentina.
Atribución-No comercial-Sin obras derivadas 2.5

INSTITUTO DE CIENCIAS DE LA ADMINISTRACIÓN
UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CÓRDOBA

ESPECIALIZACIÓN EN DIRECCIÓN DE FINANZAS

TRABAJO FINAL

**“ESTUDIO COMPARATIVO DE CÁLCULO DEL PARÁMETRO BETA
DEL MODELO CAPM EN EL SECTOR ELÉCTRICO REGULADO DE
PAÍSES LATINOAMERICANOS”**

Autor: Ing. María José Rocha Martin

Director: Ing. Damián Halabi

Córdoba, Argentina

-2020-

El presente trabajo tiene como propósito realizar un análisis exhaustivo del coeficiente beta, utilizado para determinar el valor del costo de capital propio según la metodología *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), en el marco de la definición de la tasa de remuneración regulatoria de los servicios públicos de energía eléctrica de países latinoamericanos.

El estudio se focaliza en las metodologías y prácticas aplicadas por cada regulador al momento de determinar el parámetro beta buscando coincidencias y diferencias entre los organismos latinoamericanos, así como entre los segmentos eléctricos de transmisión y distribución, con la finalidad de diferenciar los riesgos de los negocios.

En el primer apartado se desarrollan diferentes temáticas regulatorias de servicios públicos y financieras que hacen a la comprensión del trabajo escrito. El objetivo es explicar diversos conceptos necesarios para introducir al lector en el estudio realizado y faciliten su lectura.

En el siguiente capítulo se realiza un análisis de las principales diferencias o caminos alternativos que surgen al calcular el beta, lo que puede dar lugar a más de un valor de beta para una misma compañía. Podemos mencionar, la amplitud de la ventana temporal seleccionada para el cálculo del coeficiente, la frecuencia de los retornos de las empresas seleccionadas y el mercado, la elección del proxy para representar el portfolio del mercado, los ajustes para obtener betas esperados o *forward looking* de betas históricos y, una alternativa de cálculo de beta cuando no es posible (o no es recomendable) la observación directa del mismo, sea por ausencia de valores de mercado o por pertenecer a mercados emergentes.

El tercer capítulo releva, en base a lo estudiado en el capítulo 2, las prácticas aplicadas por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano para la determinación de beta. Fueron analizadas las metodologías de los siguientes organismos:

- Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) – Brasil.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) – Colombia.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) – Panamá.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) – Argentina.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CRE) – Guatemala.

Adicionalmente, se aborda uno de los interrogantes que está cobrando fuerza en el sector eléctrico regulado, conseguir diferenciar el beta del segmento de distribución del de transmisión ya que, por lo general, las empresas comparables extranjeras elegidas son americanas las cuales, en su mayoría, se encuentran verticalmente integradas.

El capítulo 4 compara las prácticas regulatorias internacionales levantadas en capítulo anterior, así como los valores de beta desapalancado y apalancado obtenidos por cada uno de los organismos reguladores.

El último capítulo presenta una metodología desarrollada por la consultora Quantum America¹ en colaboración con la empresa EDP² de Brasil³. La metodología tiene por objetivo

¹ <https://quantumamerica.com/>. Empresa para la cual trabajo como Gerente de Proyecto y he participado activamente en el desarrollo de la metodología.

² <https://www.edp.com.br/>

³ La metodología fue presentada ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), regulador del sector eléctrico brasileiro por medio de las contribuciones a los siguientes procesos:

reducir el impacto del mercado norte-americano en la rentabilidad del sector eléctrico regulado latinoamericano. Como veremos en el estudio, es práctica usual utilizar este mercado como referencia por los reguladores de los países latinoamericanos para determinar el riesgo del negocio al momento de definir la tasa de remuneración regulatoria. La metodología propone introducir un “ajuste” del beta del sector eléctrico americano para ser adaptado al latino-americano así como, cuantificar el diferencial de riesgo entre los segmentos de transmisión y distribución. La propuesta metodológica está basada en el análisis de la dispersión de un índice cuantitativo compuesto de indicadores económico-financieros. El resultado obtenido es incorporado al cálculo del costo de oportunidad del capital propio, respetando los fundamentos teóricos del modelo CAPM.

-
- Audiencia Pública 009/2019: “Metodología de cálculo y actualización de la tasa regulatoria de remuneración de capital de los segmentos de distribución, transmisión y generación por cotas”.
https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=32330&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp
 - Consulta Pública 026/2019: “Definición de la metodología de cálculo y actualización de la tasa regulatoria de remuneración de capital para los segmentos de distribución, transmisión y generación por cotas”.
https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=38918&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp

Índice

1.	Introducción	9
1.1.	Propósito de la investigación y objetivos.....	10
2.	Capítulo 1: Marco Conceptual.....	11
2.1.	Regulación de los Servicios Públicos	11
2.1.1.	Modelos Regulatorios	12
2.1.1.1.	Costo de Servicio o Tasa de Retorno.....	12
2.1.1.2.	Price Cap ($RPI - X$)	12
2.1.2.	Componentes de un estudio tarifario del servicio eléctrico	13
2.2.	Riesgo y diversificación	15
2.3.	El Beta.....	17
2.4.	Modelo de valuación de Activos de Capital (CAPM)	20
3.	Capítulo 2: Análisis del beta	22
3.1.	Ventana temporal y frecuencia de la muestra.....	22
3.2.	Proxy de la cartera eficiente	25
3.3.	Criterio del beta comparable	28
3.3.1.	Empresas comparables	28
3.3.2.	Apalancamiento financiero	29
3.3.3.	Estructura de Capital.....	31
3.4.	Ajustes sobre el beta	32
3.4.1.	Betas históricos versus esperados	32
3.4.2.	Ajuste por diferentes sistemas de regulación	32
4.	Capítulo 3: Relevamiento Internacional.....	34
4.1.	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) – Brasil.....	35
4.1.1.	Nota Técnica 196/2013 - Transmisión de energía eléctrica.....	35
4.1.2.	Nota Técnica 22/2015 - Distribución de energía eléctrica.....	37
4.1.3.	Nota Técnica 113/2019 – Generación por cotas, transmisión y distribución de energía eléctrica.....	39
4.2.	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Colombia	42
4.2.1.	Resolución 083/2008 – Transmisión de energía eléctrica	42
4.2.2.	Resolución 093/2008 – Distribución de energía eléctrica.	44

4.2.3.	Resolución 027/2009 – Generación y Distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI)	46
4.2.4.	Resolución 095/2015 - Transmisión y Distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Generación y Distribución de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI) y otros.....	48
4.2.4.1.	Resolución 016/2018 – Distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	49
4.3.	Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) – Argentina	51
4.3.1.	Resolución 494/2016 – Distribución de energía eléctrica.	51
4.4.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CRE) - Guatemala.....	53
4.4.1.	Resolución 263/2012 – Distribución y Transmisión de energía eléctrica	53
4.5.	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) - Panamá	55
4.5.1.	Transmisión de energía eléctrica	55
4.5.2.	Distribución de energía eléctrica.....	58
5.	Capítulo 4: Comparación internacional.....	61
5.1.	Proxy de la cartera eficiente	64
5.2.	Empresas comparables	64
5.3.	Ventana temporal y frecuencia de la muestra.....	67
5.4.	Ajustes sobre el beta	67
5.5.	Estructura de capital	68
5.6.	Beta del activo o beta desapalancado	69
5.7.	Beta del equity Latinoamérica	71
6.	Capítulo 5: Impacto del mercado americano en la rentabilidad del sector eléctrico regulado latinoamericano	72
6.1.	Caída del beta del sector eléctrico americano	73
6.2.	Análisis del sector eléctrico norte-americano.....	82
6.3.	Metodología Quantum America	83
6.3.1.	Indicador de Desempeño Económico-Financiero (IDEF).....	84
6.3.2.	Ajuste del beta americano por los riesgos propios del sector en Brasil	85
6.3.3.	Diferenciación del beta de los segmentos eléctricos.....	87
7.	Conclusión	89
8.	ANEXO I – Fórmula para obtener el beta del activo	92
9.	Referencias Bibliográficas	93

Índice de Figuras

Figura 1: Mecanismos que provocan alteraciones en los niveles de tarifa	11
Figura 2: Componentes de un estudio tarifario del servicio eléctrico	13
Figura 1: Riesgo del portafolio en función de la cantidad de acciones.....	16
Figura 7: Tamaño de los mercados de capitales por país	20
Figura 2: Security Market Line	21
Figura 5: Comparación evolución S&P500 EWI TR y S&P500 TR	27
Figura 6: Comparación evolución S&P500 TR y NYSE	28
Figura 8: Método del bottom up para definir el valor del beta	31
Figura 9: Cantidad de empresas americanas compartidas por los estudios realizados en países latinoamericanos.....	66
Figura 10: EC definida por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano para determinación de la tasa de remuneración regulatoria	69
Figura 11: Beta del activo americano definida por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano	69
Figura 12: Beta del activo americano definido por diferentes reguladores del segmento de transmisión del sector eléctrico latinoamericano.....	70
Figura 13: Beta del activo americano definido por diferentes reguladores del segmento de distribución del sector eléctrico latinoamericano	71
Figura 14: Beta del equity latinoamericano definido por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano	72
Figura 15: Evolución del beta americano del sector eléctrico regulado	74
Figura 16: Evolución de las componentes del beta americano del sector eléctrico regulado....	75
Figura 17: Participación de los sectores en el S&P500	76
Figura 18: Volumen de acciones y USD comercializados en el S&P500 del sector utilities e info tech.....	77
Figura 19: Evolución índices S&P500, utilities e info tech	77
Figura 20: Evolución del beta del sector eléctrico en mercados europeos desarrollados	79
Figura 21: Evolución de las componentes del beta del sector eléctrico en mercados europeos desarrollados.....	80
Figura 22: Cantidad de empresas por segmento del sector eléctrico americano	82
Figura 23: Participación de cada segmento en el sector eléctrico americano.....	82

Índice de Tablas

Tabla 1: Ventana temporal y frecuencia de las observaciones para definir el beta por diferentes consultoras internacionales	24
Tabla 2: Sectores del S&P500.....	26

Tabla 3: Modelos de remuneración regulatoria	33
Tabla 4: Empresas americanas que componen el beta del segmento de transmisión del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2014.....	36
Tabla 5: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2014.....	36
Tabla 6: Empresas americanas que componen el beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2015.....	37
Tabla 7: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2015.....	38
Tabla 8: Empresas americanas que forman parte del cálculo del beta americano	40
Tabla 9: Cálculo de la EC para el segmento de distribución del sector eléctrico de Brasil	41
Tabla 10: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2019.....	41
Tabla 11: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2009.....	44
Tabla 12: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano STN y STR en la revisión tarifaria del año 2009	45
Tabla 13: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano ZNI en la revisión tarifaria del año 2009	47
Tabla 14: Tasa de impuestos del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018 y 2019.....	49
Tabla 15: Empresas americanas que componen el beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018.....	49
Tabla 16: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018.....	50
Tabla 17: Benchmarking internacional para definir la EC del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2016	52
Tabla 18: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2016	53
Tabla 19: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2013	54
Tabla 20: Tasa WACC del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013	55
Tabla 21: Alternativa de ETESA para determinar el beta del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013	56
Tabla 22: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013.....	58
Tabla 23: Tasa WACC del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014	59
Tabla 24: Benchmarking internacional para definir la EC del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014	60

Tabla 25: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014	60
Tabla 26: Comparación de betas del sector eléctrico regulatorio de Latinoamérica	63
Tabla 27: Empresas americanas seleccionadas para definir el beta del sector eléctrico de países latinoamericanos.....	65
Tabla 28: Sectores del S&P500.....	76
Tabla 29: Componentes del beta americano del sector eléctrico regulatorio, tecnológico y materiales.....	77
Tabla 30: Indicadores económico-financieros que componen el IRR	84
Tabla 31: IDEF para empresas del sector eléctrico norte-americano	85
Tabla 32: IDEF para empresas del sector eléctrico brasilero	86
Tabla 33: IDEF para empresas del sector eléctrico brasilero del segmento de generación por cotas/ transmisión.....	87
Tabla 34: IDEF para empresas del sector eléctrico brasilero del segmento de distribución	87
Tabla 35: Betas equity del sector eléctrico brasilero	88

1. Introducción

Los servicios públicos constituyen monopolios naturales, por lo que sus actividades y rentabilidades deben ser reguladas. Para la regulación de los retornos, las entidades reguladoras definen la tasa de remuneración de las empresas concesionadas con la finalidad de mantener el atractivo del negocio garantizando la prestación del servicio con adecuados niveles de calidad y la cobranza de una tarifa justa a los usuarios del mismo.

La determinación de la tasa de remuneración es causante de grandes debates y discusiones entre regulador y regulado en instancias previas a la Revisión Tarifaria⁴. Es el parámetro de mayor importancia en el cálculo de las tarifas donde un incremento de un punto porcentual representa aproximadamente un aumento del cinco por ciento (5%) en el ingreso de la compañía. El regulador procura la menor tasa posible ya que la misma impacta en la tarifa de los servicios prestados por él regulados, mientras que la concesionaria busca incrementar sus rendimientos.

Uno de los mayores desafíos en el cálculo de la tasa regulatoria es hallar la tasa de rendimiento esperada por los accionistas. Una práctica generalizada es recurrir al modelo de valuación de activos de capital (Capital Asset Pricing Model - CAPM) en búsqueda de una respuesta. De acuerdo con el CAPM, el rendimiento esperado es igual a la tasa de interés libre de riesgo (r_f) más una prima de riesgo que depende de la beta (β) y de la prima de riesgo del mercado (r_m).

$$CAPM = r_f + \beta * (r_m - r_f)$$

Para cada uno de los parámetros que componen el modelo de valuación de activos existen distintas alternativas de cálculo que arrojan resultados diferentes sin existir un consenso en la forma más justa, precisa y que mejor refleje el comportamiento esperado de los activos.

En el presente trabajo nos centraremos en el cálculo del beta que representa la sensibilidad de un activo o conjunto de activos a los movimientos del mercado o riesgo de mercado. El beta será estudiado dentro del contexto del sector eléctrico regulado latinoamericano, es decir de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica de países en desarrollo.

Cada regulador al determinar el parámetro beta sostiene y aplica metodologías de cálculo diferentes, algunas veces mirando lo realizado por otros reguladores de la región (introduciendo o no variantes) y, otras veces, definiendo de manera arbitraria su método de cálculo. Existen diversos puntos de decisión al definir el valor del beta los cuales serán detallados y analizados en el siguiente trabajo.

Adicionalmente, una de las principales dificultades al calcular esta medida para empresas de servicios públicos de países emergentes es que la mayoría de ellas no cotizan en bolsa por lo que no se tienen los datos necesarios para realizar la estimación. Por otro lado, los mercados de estos países no cuentan con el volumen y liquidez necesaria como para

⁴ En algunos países la tasa de remuneración es fijada por ley, lo que no requiere cálculo de la misma como es el caso del sector eléctrico de Perú y Chile.

considerar los índices de dichos mercados como portafolios diversificados. Consecuentemente, se recurre a utilizar valores de empresas extranjeras comparables.

Por último, uno de los interrogantes que está cobrando fuerza en el sector eléctrico regulado es conseguir diferenciar el beta por segmento de distribución y transmisión ya que, por lo general las empresas comparables extranjeras elegidas son americanas las cuales en su mayoría se encuentran verticalmente integradas.

En el capítulo 1 es desarrollado el marco conceptual con definiciones e introducción a diferentes temáticas financieras y regulatorias con la finalidad de ayudar al lector a introducirse en el estudio realizado. Se explican conceptos de riesgo y diversificación, beta y el modelo de valuación de activos de capital. En relación a lo regulatorio se describen los modelos regulatorios y los componentes del estudio tarifario.

El capítulo 2 se focaliza en el análisis del coeficiente beta y las diferentes variables que se deben contemplar al momento de calcularlo como la ventana temporal y la frecuencia de la muestra de los retornos del activo y del mercado, la elección de un beta histórico o conversión a un beta esperado, el índice de mercado seleccionado para ser el proxy de mercado y, el cálculo del beta cuando se busca definir el riesgo de activos en países emergentes.

El capítulo 3 realiza un relevamiento de las prácticas aplicadas por diferentes reguladores latinoamericanos del sector eléctrico para la determinación del beta, coeficiente que forma parte del modelo de valuación de activos de capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM), modelo utilizado para definir la tasa de costo de capital regulatoria.

El capítulo 4 realiza una comparación de las metodologías para determinación del beta relevadas en el capítulo 3 en base a los aspectos descritos en el capítulo 2.

Por último, el capítulo 5 presenta particularidades del sector eléctrico americano, mercado que es utilizado como base por muchos reguladores de países en desarrollo para definir el valor de sus betas y en consecuencia el riesgo de su negocio. El capítulo culmina con la presentación de una metodología desarrollada por la empresa consultora Quantum S.A. y la distribuidora de energía eléctrica EDP de Brasil para diferenciar betas por país y cada segmento eléctrico.

1.1. Propósito de la investigación y objetivos

El presente trabajo tiene como propósito realizar un análisis exhaustivo del coeficiente beta, utilizado para determinar el valor del costo de capital propio en el marco de la definición de la tasa de remuneración regulatoria de los servicios públicos de energía eléctrica de países latinoamericanos.

El estudio se focalizará en las metodologías y prácticas aplicadas por cada regulador al momento de determinar el parámetro beta buscando coincidencias y diferencias entre los organismos latinoamericanos así como entre los dos segmentos eléctricos con la finalidad de diferenciar los riesgos de los negocios.

2. Capítulo 1: Marco Conceptual

En este apartado serán desarrolladas diferentes temáticas regulatorias de servicios públicos y financieras que hacen a la comprensión del trabajo escrito. El objetivo es explicar diversos conceptos necesarios para introducir al lector en el estudio realizado y faciliten su lectura.

2.1. Regulación de los Servicios Públicos

El desafío al momento de definir el modelo regulatorio de un servicio público consiste en establecer las señales de eficiencia típicas de un mercado de competencia. La forma de aplicar esas señales da lugar a diferentes abordajes para la determinación de las tarifas del sector.

En la definición de un modelo de regulación económico-financiera lo primero a definir son los mecanismos que provocan alteraciones en los niveles de las tarifas. En este sentido existen tres posibilidades:

Figura 1: Mecanismos que provocan alteraciones en los niveles de tarifa



La Revisión Extraordinaria es un mecanismo para reparar los efectos de imprevistos durante el período de ejecución de un contrato de largo plazo, que afecten sustancialmente el equilibrio económico-financiero del prestador.

La aplicación práctica de cualquier estructura tarifaria debe considerar la definición de algún mecanismo de actualización o indexación de tarifas, el Reajuste Tarifario.

Por último, el proceso de Revisión Tarifaria Periódica tiene como principal objetivo analizar, después de un período previamente definido en el contrato de concesión (generalmente de 4 o 5 años), el equilibrio económico-financiero de la concesión.

Esta revisión considera las alteraciones en la estructura de costos y de mercado de la concesionaria, los niveles de tarifas, y los estímulos a la eficiencia y a la asequibilidad tarifaria.

Partiendo del supuesto básico que el objetivo del regulador es conseguir el mejor servicio (mayor cobertura, mayor continuidad, menor tiempo de respuesta a una solicitud, etc.), a seguir se presentan los principales regímenes de regulación que se identifican en la teoría económica y los incentivos particulares de cada uno de ellos.

2.1.1. Modelos Regulatorios

2.1.1.1. Costo de Servicio o Tasa de Retorno

El modelo básico de regulación por tasa de retorno (Rate of Return, RoR), establece que la empresa solo podrá obtener como rentabilidad (anual) un porcentaje (tasa) sobre un capital base, calculado como el total de inversiones efectivamente realizadas, descontada la depreciación acumulada. Cualquier retorno en exceso sobre lo permitido debe regresar a los usuarios. Así, la tarifa está determinada por la rentabilidad, los costos de operación y administración (no regulados) y la depreciación.

Esta modalidad de regulación, que puede clasificarse dentro del grupo de “regulación basada en costos” fue tradicionalmente utilizada en los Estados Unidos para los servicios públicos regulados.

Como se deduce, sobre este esquema, la empresa no tiene incentivos para reducir sus costos de operación y administración, ya que cualquier mejora en este aspecto se traduciría en un incremento del retorno permitido y por tanto deberá ir a los usuarios.

Por otro lado, en la medida en que la tasa de retorno establecida sea superior a la tasa de costo de capital del empresario, tendrá un incentivo a sobre-invertir, llevándose, en el mejor de los casos, la calidad de servicio más allá de lo económicamente deseable (gold-plating – efeito Averch y Johnson) y en otros, la realización de inversiones desnecesarias. Contrariamente si la tasa regulada resultase inferior al costo de capital, la empresa no tendría ningún incentivo a la inversión.

En un sector defectuoso de inversiones, este incentivo a invertir puede resultar positivo, pero es importante crear los mecanismos de control para asegurar que las inversiones realizadas sean solamente las necesarias.

2.1.1.2. Price Cap (RPI – X)

El régimen Price Cap surge en el Reino Unido como respuesta a las debilidades de los métodos de tasa de retorno. Fue desarrollado en los años ochenta para la regulación de tarifas de servicios públicos de gas y electricidad.

El principio básico de este tipo de regulación es el de la determinación de los precios considerando los costos eficientes para la provisión de los servicios, siendo que los precios se mantienen constantes durante un período de tiempo relativamente prolongado. Esta modalidad tiene por objeto promover activamente la reducción de costos y la innovación; si durante ese período la empresa consigue mejorar su eficiencia superando los niveles proyectados, podrá retener una rentabilidad adicional durante un tiempo, hasta la próxima revisión de los precios (revisión tarifaria).

En la revisión tarifaria siguiente, el regulador considerará estas reducciones de costos no previstas y, los precios para el período siguiente serán menores de aquellos calculados.

Una empresa de servicios públicos sujeta a regulación por precio techo o máximo debe asegurar que la tasa de incremento de precios de la cesta de servicios que presta durante un año no exceda el aumento porcentual del índice de precios (RPI), ajustados por un factor “X”. Ese factor puede ser positivo o negativo y tiene por objeto permitir a la empresa regulada financiar el desempeño eficiente de sus funciones al mismo tiempo en que se fomentan los aumentos en su productividad. Normalmente, el factor se mantiene constante durante un período de cuatro o cinco años. Estos factores varían según el tipo de empresa y en función del tiempo.

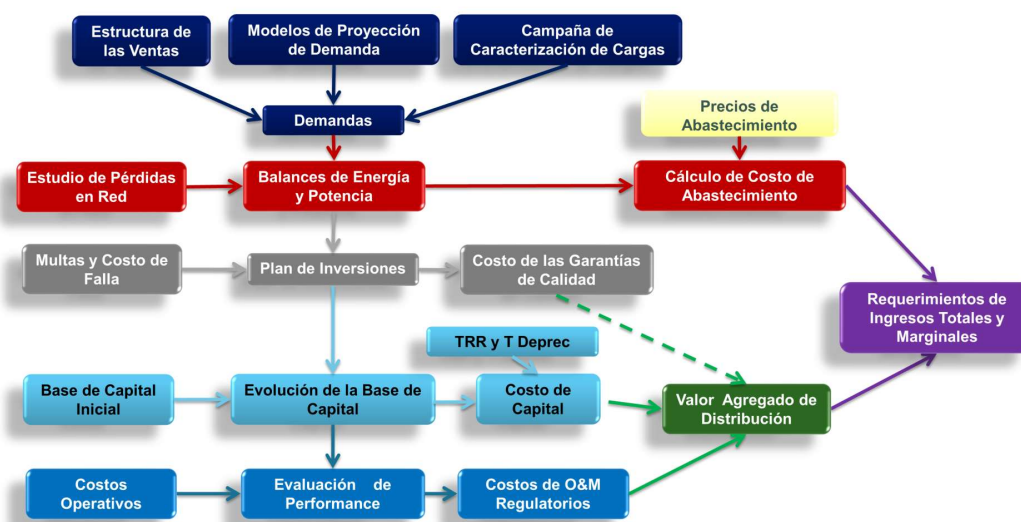
La base de la tarificación es el cálculo del valor presente de los ingresos requeridos por la empresa durante el período de vigencia de las tarifas para financiar sus costos.

Desde la perspectiva de su posible utilización como esquema regulatorio, el esquema de “price-cap” presenta características que lo hacen especialmente interesante para su aplicación, combinado con otros instrumentos regulatorios que incentiven el buen desempeño de la empresa, tales como parámetros mínimos de calidad y obligaciones puntuales y específicas de inversiones en el tiempo.

2.1.2. Componentes de un estudio tarifario del servicio eléctrico

En función del modelo regulatorio elegido algunos componentes serán considerados o no en el estudio tarifario que determina los requerimientos de ingresos necesarios y se realiza en cada revisión tarifaria. En particular, los conceptos bajo discusión serán los correspondientes a los elementos más sensibles dentro de los procesos de revisión tarifaria, los cuales se pueden apreciar en el siguiente esquema.

Figura 2: Componentes de un estudio tarifario del servicio eléctrico



A continuación se describen los estudios necesarios para el cálculo del Requerimiento de Ingresos.

Los estudios de caracterización de cargas son realizados con la finalidad de conocer los patrones de consumo de los usuarios pertenecientes a las distintas categorías tarifarias y, a

partir de ellos, construir los balances de energía y potencia y determinar los costos de prestación del servicio eléctrico de los cuales son responsables.

El objetivo de la proyección de demanda es obtener la evolución de la cantidad de clientes y la energía que demanda cada categoría de consumidores en el período de vigencia de las nuevas tarifas. A tal efecto se investigan diversos modelos econométricos que miden la relación entre esas variables, que llamamos endógenas, y variables económicas y demográficas relevantes tales como el PBI nacional, la población del área de concesión, los ingresos per cápita, etc.

El estudio de pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, determinan el volumen de pérdidas que una empresa eficiente debería afrontar, el cual es reconocido en tarifas. Se considera que resulta más económico y eficiente definir un determinado nivel de pérdidas, en lugar de buscar eliminar las mismas, dado que eso resulta excesivamente costoso para la distribuidora y, al final de cuentas, para los consumidores y todo el sistema. Por tal motivo, mediante estudios técnicos y/o comparativos son determinados niveles eficientes de pérdidas técnicas y no técnicas, los cuales son considerados en el movimiento de energía y potencia de las tarifas reconocidas. Todo excedente de pérdidas por encima de estos valores eficientes, representará una merma en los resultados de la prestataria del servicio.

Una vez que se cuenta con la demanda y las pérdidas eficientes, se construye el balance de energía y de potencia de la prestadora. El balance de energía se construye desde baja tensión hasta alta tensión, considerando la proyección de ventas de energía e incorporando los factores de expansión de pérdidas. Su apertura por bloque horario se logra mediante la aplicación de los parámetros provenientes del estudio de caracterización de la carga, que permiten estimar el consumo porcentual de energía por bloque horario para cada categoría tarifaria.

Para la determinación del costo de capital debe determinarse un nivel eficiente de activos e inversiones involucradas en la prestación del servicio. En primera instancia se llevan adelante una serie de actividades con el objeto de establecer el valor de los activos reales de las distribuidoras. Luego se considera el plan de inversiones, el cual debe encontrarse desglosado por motivo de las inversiones (expansión, reposición, calidad, combate de pérdidas, seguridad, etc.).

El costo del capital se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Costo de Capital (Ck)} = \text{COK} + \text{CMK}$$

$$\text{Costo de Capital} = \text{BR} \times \text{TRR} + \text{Depreciación}$$

Dónde:

- COK: Costo de Oportunidad de Capital
- CMK: Costo de Mantenimiento de Capital
- BR: Base de Capital Neta
- TRR: Tasa de rentabilidad regulada

La práctica generalizada entre los entes reguladores en la mayoría de los países del mundo para la determinación de la tasa de costo de capital es seguir la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC). Este método reconoce que diferentes formas de financiar la empresa conllevan diferentes costos. Esta metodología pondera el costo financiero de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del financiamiento de la empresa. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de los acreedores a los cuales la empresa solicita recursos financieros en préstamo.

En la determinación de la tasa de rentabilidad regulada es que entra en juego el coeficiente beta. Aplicado al sector eléctrico regulatorio, el beta mide el riesgo relativo que el mercado asigna a la actividad en análisis (transmisión y distribución de electricidad en este caso), según se refleja en la variación del precio de las acciones del sector en relación al comportamiento del mercado en su conjunto. Es decir, se requiere la existencia de un mercado y de la transacción de acciones de la industria en estudio.

Volviendo a los componentes del estudio tarifario, se requiere el establecimiento de Costos Óptimos de operación y mantenimiento de red, costos comerciales y de administración.

Finalmente, se determina el Requerimiento de Ingresos total como integración de: los costos por el uso de la red de distribución (Costo de capital), los gastos de explotación de la mencionada red real, más los costos de una gestión eficiente de comercialización y administración.

2.2. Riesgo y diversificación

El rendimiento esperado de un activo financiero se mide como el promedio ponderado de las probabilidades de ocurrencia de cada rendimiento particular.

$$E(r) = \sum_{i=1}^n r_i p(r_i)$$

Donde:

- $E(r)$: rendimiento esperado de un activo.
- r_i : Rendimiento particular i .
- $p(r_i)$: Probabilidad de ocurrencia del rendimiento i .

La variabilidad de los posibles resultados es resumida por las dos medidas de volatilidad más utilizadas: la varianza y la desviación estándar o desviación típica. Cuanto mayor sean la varianza y el desvío estándar, más dispersos estarán los rendimientos observados alrededor del promedio.

La varianza del activo σ^2 se calcula como:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n p(r_i) * (E(r) - r_i)^2$$

Finalmente, el riesgo específico de un activo se mide con el desvío estándar⁵ de sus rendimientos que es, la raíz cuadrada de su varianza σ^2 .

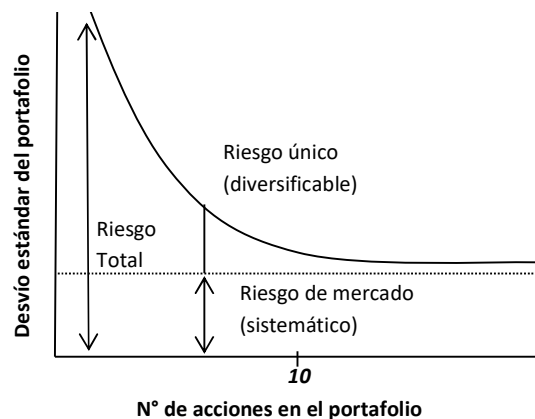
$$\text{Desvío estándar} = \sqrt{\sigma^2}$$

El riesgo total de un título puede separarse en dos componentes: riesgo único o no sistemático y riesgo sistemático o de mercado. El riesgo propio de cada activo afecta a un solo activo o a un pequeño grupo de activos, debido a ello se lo denomina riesgo específico o riesgo único. Los inversores pueden reducir fácilmente este riesgo manteniendo un portafolio diversificado. Por otro lado, el riesgo de mercado o riesgo sistemático es aquel que afecta a un gran número de activos. Ejemplos de este tipo de riesgo son los provocados por: variaciones en la tasa de interés o el nivel de actividad económica general, la inflación etc. Este riesgo permanece aún después que la diversificación.

La mayoría de los inversores, suelen mantener una variedad de activos que incluyen acciones de diferentes compañías, bonos, propiedades, monedas, etc. De la misma manera, una compañía mantiene una cartera de activos cuando invierte en diferentes negocios.

El riesgo del portafolio desciende conforme se agregan más y más títulos, como lo muestra la siguiente figura. Cuando se tienen 10 acciones empresas de diferentes sectores⁶, la mayor parte del efecto de la diversificación se ha realizado y la desviación estándar disminuye muy poco cuando se agregan más acciones.

Figura 3: Riesgo del portafolio en función de la cantidad de acciones



El rendimiento del portafolio (r_p) con n activos, donde w representa la proporción invertida en cada activo es:

$$r_p = w_1 * r_1 + w_2 * r_2 + \dots + w_n * r_n$$

Mientras el rendimiento del portafolio es igual al promedio ponderado de los rendimientos de los activos incluidos en éste, el riesgo siempre será menor al promedio ponderado de los desvíos estándar de los activos. La teoría del Portafolio hizo su aparición a

⁵ El desvío estándar es una buena medida del riesgo si las distribuciones de los rendimientos probables tienden a ser aproximadamente simétricas.

⁶ Vease Galli, M. y N. del Aguila, *Teoría y Realidad: El Aporte de Harry Markowitz a la Administración de Portafolios en la Argentina*, 1998.

partir de un famoso artículo de Harry Markowitz (1952)⁷. Esta teoría explica que el riesgo de un activo individual no debe ser juzgado sobre la base de las posibles desviaciones del rendimiento que se espera sino, en relación con su contribución marginal al riesgo global de un portafolio de activos.

Suponiendo un portafolio de dos activos A y B entonces su varianza σ_p^2 es:

$$\sigma_p^2 = w_A^2 \sigma_A^2 + w_B^2 \sigma_B^2 + \sigma_{AB} 2w_A w_B$$

$$\sigma_p^2 = w_A^2 \sigma_A^2 + w_B^2 \sigma_B^2 + \rho_{A,B} \sigma_A \sigma_B 2w_A w_B$$

Donde:

- $w_A; w_B$: peso relativo de cada activo del portafolio.
- $\sigma_A^2; \sigma_B^2$: varianzas de los activos del portafolio.
- σ_{AB} : covarianza entre los activos del portafolio. La covarianza es producto del coeficiente de correlación entre el activo A y el activo B ($\rho_{A,B}$), el desvío de A (σ_A) y el desvío de B (σ_B).

Entonces, el riesgo de un portafolio diversificado depende de la proporción o peso relativo de cada activo, el desvío típico de cada activo y, además, la covarianza entre los rendimientos.

2.3. El Beta

Cuando tratamos con un portafolio diversificado de acciones, el riesgo de una acción nunca debe considerarse por separado, sino lo que debe tenerse en cuenta es su riesgo de mercado, esto es, cómo se modifica el riesgo del portafolio al incluir una nueva acción. El riesgo que aporta una acción cualquiera j al portafolio, depende de la cantidad relativa invertida en ella (w_j) y de su covarianza con el portafolio (σ_{jp})

$$w_j \sigma_{jp}$$

Si queremos medir la contribución proporcional al riesgo del portafolio, tenemos que dividir la expresión anterior por la varianza del portafolio (σ_p^2):

$$\frac{w_j \sigma_{jp}}{\sigma_p^2}$$

La expresión $\frac{\sigma_{jp}}{\sigma_p^2}$ permite medir el impacto de la inclusión de una nueva acción o activo en el portafolio, ya que representa la sensibilidad de la acción j a las variaciones en el rendimiento del portafolio. Si ésta es mayor a uno, entonces se dice que la acción es sensible a los cambios en el valor del portafolio y si incrementáramos su participación relativa, el riesgo del portafolio aumentaría. Lo contrario ocurriría si $\frac{\sigma_{jp}}{\sigma_p^2}$ fuera menor a uno.

Cuando el portafolio es la cartera de mercado, dicho coeficiente representa el coeficiente beta de la acción.

El beta de una acción (β_i) se define como:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2}$$

⁷ Markowitz, Harry (1952). "Portfolio Selection" Journal of Finance, marzo, p.77-91.

La covarianza de la acción y del mercado es una medida del grado a la cual los dos co-varían y se expresa como el producto del coeficiente de correlación ρ_{im} y las dos desviaciones estándar (σ_i y σ_m).

$$\sigma_{im} = \rho_{im} * \sigma_i * \sigma_m$$

La mayor parte de las acciones tienden a moverse en el mismo sentido que el mercado, en este caso el coeficiente de correlación es positivo y, por lo tanto, la covarianza es positiva. Si la acción fuera totalmente independiente del mercado, el coeficiente de correlación y la covarianza serían cero; y, si las acciones tendieran a moverse en direcciones opuestas al mercado, el coeficiente de correlación y la covarianza serían negativas.

El beta mide la sensibilidad de un activo a los movimientos del mercado. Los activos con betas mayores que 1 superan los movimientos generales del mercado. Los activos con betas entre 0 y 1 se mueven en la misma dirección que el mercado, pero menos pronunciadamente.

La técnica usual para estimar el coeficiente beta es el análisis de regresión entre los rendimientos de la acción (r_i) y los rendimientos del mercado (r_m).

$$r_i = a + \beta_i * r_m$$

La pendiente de la regresión (β_i) corresponde a la beta de la acción y la ordenada al origen (a) corresponde a la tasa libre de riesgo.

De la regresión entre los retornos del mercado y los del activo emerge el estadístico R^2 ajustado⁸. La explicación estadística del R^2 ajustado es que proporciona una medida de la bondad del ajuste de la regresión y, financieramente indica la proporción del riesgo del activo que puede ser atribuido al riesgo sistemático y el saldo (1- R^2) puede entonces ser atribuido al riesgo específico de la empresa. Sus valores varían de 0 a 1 y, cuanto más próximo el valor este de 1, mayor es el ajuste del modelo a la variable que estamos intentando explicar. Si, por ejemplo, el R^2 de la regresión del beta es igual a 0,46 entonces nos sugiere que 46% de la varianza de la acción se debe al riesgo sistemático y 54% del riesgo proviene de componentes específicos del activo. El R^2 ajustado penaliza la inclusión de variables explicativas no significativas y es ampliamente utilizada para hacer comparaciones entre modelos con diferentes cantidades de observaciones.

⁸ La fórmula del R^2 ajustado es la siguiente:

$$R_{Aj}^2 = -\frac{N-1}{N-k-1} [1 - R^2]$$

Con:

$$R^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - \bar{Y})^2}{\sum_{t=1}^T (Y_t - \bar{Y})^2}$$

Siendo N el tamaño de la muestra, k el número de variables explicativas, \hat{Y}_t son los valores estimados, Y son los valores observados y \bar{Y} es el valor medio.

Cuanto más elevado es el valor k, más alejado estará el R^2 ajustado del R^2 convencional, no pudiendo el valor k ser igual a cero. Como mínimo tiene que tener una variable explicativa.

Existen dos procedimientos estándar para estimar el beta de un activo a partir de regresiones utilizando retornos históricos. El primer método, calcula los retornos obtenidos por un activo y un determinado índice de mercado en exceso de los retornos de la tasa libre de riesgo para cada uno de los períodos de tiempo y luego, realiza la regresión entre estas dos nuevas series. El segundo, realiza la regresión entre los retornos brutos del activo en relación al retorno bruto del mercado (no ajustados por la tasa libre de riesgo).

Los dos abordajes deben producir estimativas muy semejantes para todas las variables, pero el de exceso de retorno es ligeramente más preciso, porque permite la variación de la tasa libre de riesgo entre períodos. El abordaje de retorno bruto es más fácil de aplicar en la práctica, precisamente porque sólo se necesita el promedio de la tasa libre de riesgo durante el período de regresión. Con regresiones de retorno semanales o diarias, la tasa libre de riesgo (semanal o diaria) es próxima a cero por lo que consecuentemente, muchas consultoras estiman betas usando retornos brutos en vez de retornos en exceso⁹.

El beta depende de un conjunto de factores, los principales son la naturaleza del negocio y el apalancamiento operativo y financiero.

En lo que respecta a la naturaleza del negocio, aquellas industrias con comportamiento cíclico y/o productos discrecionales presentan betas más altos que las empresas no cíclicas o que proveen productos de necesidad básica como por ejemplo la industria de la alimentación.

El apalancamiento operativo se entiende como el impacto que tienen los costos fijos en la estructura general de costos de una compañía. Si la participación de los costos fijos es alta, la acción tenderá a un alto beta, ya que la volatilidad de sus retornos será mayor. Un ejemplo de industria con altos costos fijos es la del transporte aéreo mientras que la de tecnología de la información es un sector que requiere bajos costos hundidos.

Por último, el apalancamiento financiero se refiere al uso de deuda para aumentar el rendimiento esperado sobre el capital. Empresas con alto endeudamiento presentan mayores betas, ya que aumenta el riesgo para sus accionistas.

La utilización de un coeficiente beta, aún en los países con mercado de capitales desarrollados, plantea algunos inconvenientes, entre los cuales se pueden mencionar:

- “Los betas varían a lo largo del tiempo, ya que las acciones pueden cambiar su riesgo de mercado, y son actualizados con diferente periodicidad por las empresas que brindan dicho servicio.
- Los servicios financieros que proveen los betas toman diferentes intervalos de medición, pero no está claro cuál es el intervalo ideal de medición (diario, semanal, mensual, etc).
- Es muy difícil calcular un beta sectorial representativo, ya que existe una fuerte dispersión intersectorial” (López Dumrauf, 2013)¹⁰.

Estos inconvenientes pueden generar más de un cálculo de beta para una misma compañía. Los principales desencuentros respecto de la estimación del beta giran alrededor

⁹ Damodaran, A.(2010): “Applied Corporate Finance – Third Edition – Jhon Wiley & Sons, Inc”.

¹⁰ López Dumrauf, G.(2013), *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericana*, Buenos Aires – Argentina, Alfaomega.

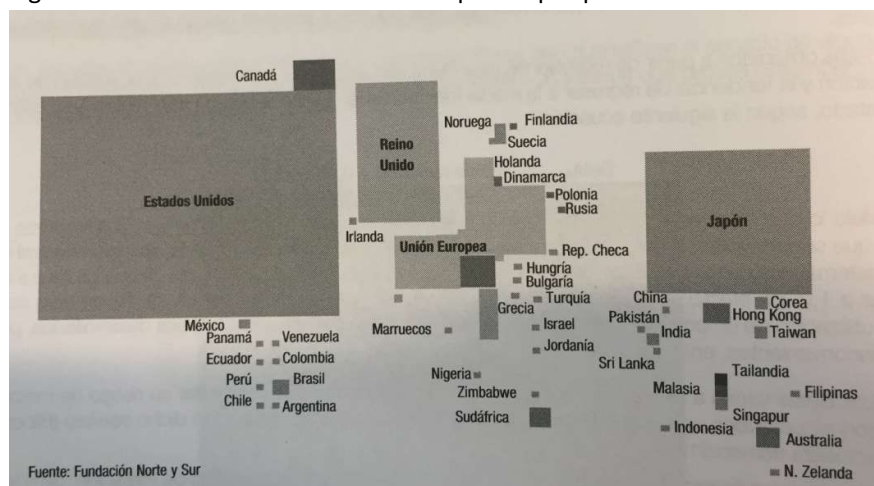
del tamaño de la muestra, frecuencia de los retornos, elección del proxy para el portfolio del mercado y ajustes para obtener betas esperados o forward looking de betas históricos.

Por su parte, en los países emergentes, donde las cotizaciones suelen ser más volátiles, los problemas para definir un valor de beta son mayores. Entre ellos:

- “La escasa capitalización de las bolsas.
- Los índices de mercado muchas veces no representativos, debido a que han tenido muchos cambios en su composición, lo cual también ha provocado inestabilidad en los betas.
- Liquidez: cotización infrecuente de algunas compañías.
- Ausencia de datos estadísticos.
- Alta volatilidad.”(Lopez Dumrauf, 2013)¹¹

Las economías de los países emergentes poseen una baja capitalización bursátil. La figura siguiente representa el tamaño de los mercados de capitales por país y da una idea bastante clara al respecto. Los mayores mercados son Estados Unidos, Japón, Reino Unido y la Unión Europea en tanto que los países sudamericanos son pequeños cuadrados.

Figura 4: Tamaño de los mercados de capitales por país



En estos países en desarrollo, la mayoría de las transacciones se realizan sobre paquetes accionarios de compañías de capital cerrado, muchas veces empresas familiares. La ausencia de valores de mercado impide la observación directa de betas. Además, existe percepción de mayor riesgo en las inversiones en un mercado emergente con respecto a aquellos países con mercados de capitales desarrollados e instituciones robustas, cuyos riesgos no pueden ser diversificados totalmente.

2.4. Modelo de valuación de Activos de Capital (CAPM)

El Modelo de Valuación de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model – CAPM), desarrollado simultáneamente en la década del sesenta por Jhon Lintner, William Sharpe, Jack

¹¹ López Dumrauf, G.(2013), *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericana*, Buenos Aires – Argentina, Alfaomega.

Treynor y Jan Mossin está basado en el trabajo pionero de Harry Markowitz sobre la teoría del portafolio.

Este modelo sostiene que el rendimiento que se le exige a un activo con riesgo (r_i) es equivalente al rendimiento esperado de una inversión en un activo libre de riesgo (r_f) más un componente que mide el riesgo del activo en cuestión ($\beta_i * (r_m - r_f)$). Para calcular este riesgo se determina el riesgo del portafolio que contiene todos los activos del mercado y se mide el mayor o menor riesgo relativo del activo en análisis comparado con el del mercado. Básicamente, el CAPM expresa que, en un mercado competitivo, la prima por riesgo de un activo es proporcional a su beta.

$$r_i = r_f + \beta_i * (r_m - r_f)$$

- r_i : rendimiento requerido al activo i ;
- r_f : tasa de retorno libre de riesgo;
- β_i : el beta mide la sensibilidad de un activo a los movimientos del mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado.
- r_m : tasa de retorno de una cartera de acciones representativa del mercado de activos de riesgo;

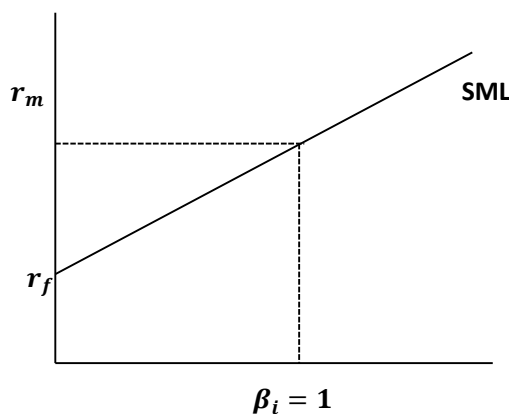
“Los supuestos que postula el CAPM son los siguientes:

- Los mercados de capitales son eficientes. La información relevante siempre se encuentra disponible para todos los inversores y ya se ha reflejado en los precios de los títulos.
- Todos los inversores tienen aversión al riesgo: siempre preferirán más rendimiento a menos y demandarán un premio por comprar títulos con mayor riesgo.
- Los inversores tienen las mismas expectativas sobre la distribución de los rendimientos futuros y sobre la volatilidad de todos los activos (y sobre la correlación entre los rendimientos). Si los inversores tuvieran desacuerdos en cuanto a los rendimientos esperados y los riesgos asociados, sería difícil pensar en un mecanismo de fijación de precios en el cual todos pudieran coincidir.
- No hay impuestos, ni costos de transacción, ni restricciones para prestar o tomar prestado a la tasa libre de riesgo. De otra forma, la posición fiscal de los individuos o los costos de transacción podrían afectar los retornos esperados y no podría haber una relación bien definida entre el riesgo y el rendimiento esperado.
- Todos los inversores tienen el mismo horizonte temporal.” (López Dumrauf, 2013)¹².

Ahora, la relación lineal entre el rendimiento esperado y el coeficiente beta es conocida como la Línea del Mercado de Títulos (SML, Security Market Line). La pendiente de la línea SML es igual a $(r_m - r_f)/\beta_i$ como muestra la figura.

Figura 5: Security Market Line

¹² López Dumrauf, G.(2013), *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericana*, Buenos Aires – Argentina, Alfaomega.



Entonces, si la prima por riesgo esperada varía en función de beta, todas las inversiones deberían ubicarse sobre la línea del mercado de títulos.

Una aclaración importante con respecto al rendimiento esperado r_i , es que r_i es el rendimiento en el activo i para el periodo considerado y aparece representado a partir del cociente entre el precio del activo dentro de un año (P_1) más los dividendos del próximo año (D_1), y el precio del activo al comienzo del período (P_0):

$$r_i = r_f + \beta_i * (r_m - r_f) = \frac{(P_1 - P_0) + D_1}{P_0}$$

Si alguna acción no se ubicará sobre la SML, el CAPM es claro en este punto, la situación no podría mantenerse, pues, simplemente el accionar conjunto de los inversores llevaría el precio del título a su nivel correcto en un mercado de capitales eficiente.

3. Capítulo 2: Análisis del beta

En el siguiente apartado se realiza un análisis de los principales desencuentros que se pueden generar al calcular el beta, lo que puede dar lugar a más de un valor de beta para una misma compañía. La amplitud de la ventana temporal seleccionada para el cálculo del coeficiente, la frecuencia de los retornos, la elección del proxy para representar el portfolio del mercado, los ajustes para obtener betas esperados o forward looking de betas históricos y una alternativa de cálculo de beta cuando no es posible o no es recomendable la observación directa del mismo debido a la ausencia de valores de mercado o existen pero en mercados poco desarrollados como los mercados emergentes.

3.1. Ventana temporal y frecuencia de la muestra

El tamaño de la serie histórica utilizada para el cálculo del beta, así como su frecuencia, no tienen un estándar definido. Bloomberg, por ejemplo, calcula el beta basado en retornos semanales de 2 años, Standard & Poor's o Morningstar utilizan retornos mensuales de 5 años.

Alexander y Chervany (1980)¹³ indican que períodos entre cuatro y seis años presentan los mejores resultados para el beta. Períodos largos permiten disminuir el error estándar en la regresión pero expone los resultados a mayores desvíos, resultado de los cambios de los riesgos característicos de una compañía. Utilizar períodos de tiempo más largos podría socavar los cambios recientes en el mix de los negocios o de la estructura de capital comunes en empresas emergentes o, períodos de reestructuración de las corporaciones. Estudios de CAPM en la década de los 70 y los 80 demuestran que las muestras con retornos mensuales de 5 años otorgan los mejores resultados desde el punto de vista de la imparcialidad¹⁴.

Es interesante estudiar los cambios estructurales en el mercado antes de definir el período y la frecuencia. Por ejemplo, si se encuentran turbulencias en el mercado en la muestra histórica de 5 años, basar la estimación del beta futuro en esta información puede ser erróneo. Frente a este tipo de situaciones reducir el tamaño de la muestra a, por ejemplo, 12 meses e incrementar la frecuencia de los retornos es una alternativa razonable. Un estudio llevado a cabo por Annema (2003)¹⁵ muestra que la “burbuja punto com” (dot-com bubble)¹⁶ generó bajas en los betas para las industrias maduras, que representaban una porción mayor del mercado de capitales americano, antes de la entrada de las acciones de las empresas tecnológicas. El auge de estas empresas tecnológicas comenzó a tener mucho peso en el mercado americano y, consecuentemente, en los índices de los Estados Unidos. Como los retornos de esta nueva industria no estaban muy correlacionados con los retornos de las industrias maduras, los betas de estas últimas comenzaron a caer. En efecto, lo mismo pasó durante la crisis financiera del período 2007-2009 donde empresas con alto apalancamiento estaban dirigiendo el mercado a la baja y empresas con bajo apalancamiento vieron que sus betas disminuían con respecto al S&P500 ya que sus retornos estaban perdiendo correlación con el mercado. El mismo análisis es realizado por Wiley (2015)¹⁷ que expresa que, al final de la década de los 90 el mercado de capitales creció dramáticamente, pero ese aumento se limitó a las acciones de las empresas de gran capitalización¹⁸ y a los sectores de telecomunicaciones, media y tecnología (comúnmente conocido como TMT). Históricamente, las acciones de la TMT contribuían con aproximadamente 15% del valor del mercado del S&P500. Entre 1998 y 2000, ese porcentual subió para 40% y, como la cartera de mercado cambió, lo mismo aconteció con los betas de las industrias. Con el colapso del sector TMT en 2001, las acciones de la TMT retornaron a su proporción original del mercado global.

¹³ ALEXANDER, G. J.; CHERVANY, N. L. (1980). “On the Estimation and Stability of Beta,” *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15: 123–137.

¹⁴ JENSEN, M.C.; Black F.; Scholes, M. S. (1972), “The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Tests” *Praeger Publishers Inc.*

¹⁵ Annema, A.; Goedhart M. H. (2003), “Better Betas”, *McKinsey on Finance* 6, Winter

¹⁶ Burbujas punto com es un término que se refiere a un período de crecimiento en los valores económicos de empresas vinculadas a Internet. Esta corriente económica especulativa muy fuerte se dio entre 1997 y 2001.

¹⁷ Wiley, “Valuation Measuring and Managing the Value of Companies (2015)

¹⁸ Empresas conocidas como Large Cap o Big Cap son aquellas grandes compañías con una capitalización de mercado de más de \$10 mil millones de dólares.

La frecuencia de los retornos es otro criterio que afecta la estimación del beta. Merton (1980)¹⁹ argumenta que las estimaciones de covarianza, y consecuentemente del beta, mejoran en la medida que los retornos son medidos con más frecuencia. Información con alta frecuencia provee mejor estimación de la covarianza, sin embargo, en caso de que una acción sea menos líquida y no se comercialice en días determinados, la correlación con el mercado que está operando activamente en esos días será baja, lo que resultará en un sesgo descendente en la estimación beta²⁰. Un test de liquidez es que, el spread bid/ask de los últimos dos años de las acciones que integran el beta no supere el 1%.

Al momento de definir frecuencias no diarias, es muy importante, prestar especial atención a los días que componen las series de los activos y del mercado, estos días tienen que ser los mismos para que la caída de la correlación entre las series no sea producto de tener series en días distintos. En algunos sitios webs financieros, al seleccionar series no diarias, a pesar de indicar una fecha determinada, el precio de la acción o el valor del índice de mercado no corresponden a ese día. Para evitar esto, es recomendable bajar las series diarias y construir con esos datos las otras series no diarias. Adicionalmente, el valor del beta cambia dependiendo del día donde comienza la serie, por lo que una alternativa es hacer un análisis global de la semana o del mes y calcular un promedio.

Adicionalmente, las distintas series alternativas para determinar el valor del beta pueden ser analizadas desde el estadístico R2 ajustado que fue presentado en el ítem 2.3.

En resumen, no hay estándares establecidos en la elección del tamaño y frecuencia de la serie utilizada para el cálculo del beta. Sin embargo, se recomienda ajustar la muestra frente a eventos no recurrentes para excluir, o reducir el efecto de periodos turbulentos del mercado. Por su parte, la frecuencia deber ser elegida en función de la liquidez del mercado, de la acción y análisis estadísticos.

La siguiente tabla define una comparativa entre distintas fuentes de betas en Estados Unidos²¹.

Tabla 1: Ventana temporal y frecuencia de las observaciones para definir el beta por diferentes consultoras internacionales

Servicio	Acción	Índice de Mercado	Intervalo de Medición	Período de medición	Observación
Bloomberg	Precio ajustado por dividendos	S&P500 (SPX)	Semanal	2 años corridos desde la fecha de consulta.	El beta observado es convertido en esperado con la formula

¹⁹ MERTON, R. C. (1980). "On Estimating the Expected Return on the Market: An Exploratory Investigation" *Journal of Financial Economics*, Vol. 8, 323-361.

²⁰ Update of the Equity Beta and Asset Beta for BT Group and Comparators, for the Office of Communications (OFCOM), March, 2015. Nera Economic Consulting.

²¹ Tabla construida en base a SKARDZIUKAS, D. (2010). "Practical approach to estimating cost of capital" *Munich Personal RePEc Archive*.

						presentada en el ítem 3.4.1
Reuters	Precio de cierre	de	S&P500 Total Returns (SPXTR ²²)	Mensual	5 años	S/D
Compuserve	S/D		S&P500	Semanal (cierre viernes)	5 años	S/D
Media General	S/D		MG Composite (6400+ acciones)	Por movimientos del mercado del +/- 5%	No especifica	S/D
Merril Lynch	S/D		S&P500	Mensual	5 años	El beta observado es convertido en esperado con la formula presentada en el ítem 3.4.1
S&P Compusat	S/D		S&P500	Mensual (fin de mes)	5 años	S/D
Tradeline	S/D		S&P500	Semanal (cierre viernes)	3 años	S/D
Value Line	S/D		NYSE Composite	Semanal	5 años	S/D
Wilshire Associates	S/D		S&P500	Mensual	5 años	S/D

3.2. Proxy de la cartera eficiente

Las consultoras internacionales de Bloomberg, Compustat, Ibbotson, Merrill Lynch, Reuters y Damodaran utilizan el índice Standard&Poor's 500 (S&P500) para definir el beta americano mientras que la Value Line utiliza el índice New York Stock Exchange²³. Claramente, el índice S&P500 es el índice de mercado americano más utilizado y difundido tanto a nivel financiero como regulatorio.

Compuesto por 500 de las acciones más negociadas en los Estados Unidos, el S&P500 representa cerca de 80% del valor total de los mercados de acciones de los EUA. En general,

²² El índice SPXTR corresponde al índice S&P500 con ajuste por dividendos. Considerar el retorno total de un índice constituye una medida más precisa de su desempeño.

²³ <https://mpira.ub.uni-muenchen.de/31325/>

proporciona una buena indicación del movimiento en el mercado de los EUA como un todo. El S&P500 es un índice ponderado por libre flotación de capitalización de mercado²⁴. Es decir, empresas con mayor valor de mercado tienen un mayor peso en el índice. Así, los cambios en los precios de las acciones de esas compañías tienen un efecto mayor sobre el valor del índice que las variaciones de precio de las empresas menos valiosas.

La siguiente tabla resume los sectores del S&P500, con la cantidad de empresas que componen cada sector, su participación en el S&P500 y el beta promedio del sector²⁵.

Tabla 2: Sectores del S&P500

Sector	Cantidad	Capitalización de Mercado	% Capitalización de Mercado S&P500	Beta Promedio
Consumer Discretionary	65	2 562 131 870	9,9%	1,02
Consumer Staples	33	1 961 453 971	7,6%	0,60
Energies	29	1 275 883 170	4,9%	1,30
Financials	68	3 392 756 896	13,2%	1,15
Health Care	62	3 552 933 239	13,8%	1,10
Industrials	69	2 394 437 411	9,3%	1,19
Info Tech	68	5 094 162 191	19,7%	1,21
Materials	25	657 892 039	2,6%	1,22
Real Estate	32	708 783 330	2,7%	0,74
Communication Services	26	3 458 533 373	13,4%	1,10
Utilities	27	740 352 289	2,9%	0,32
Total	504	25 799 319 779	1,00	1,07

Existe otra versión del S&P500 donde todas las compañías presentan el mismo peso de 0,2% (Equal Weighted Index – EWI), en este índice las empresas menores tienen una mayor influencia en el valor del índice. La determinación del EWI comenzó en el año 2003 y desde el año 2010 los retornos del EWI han sido mayores que el S&P500, pero también, su volatilidad.

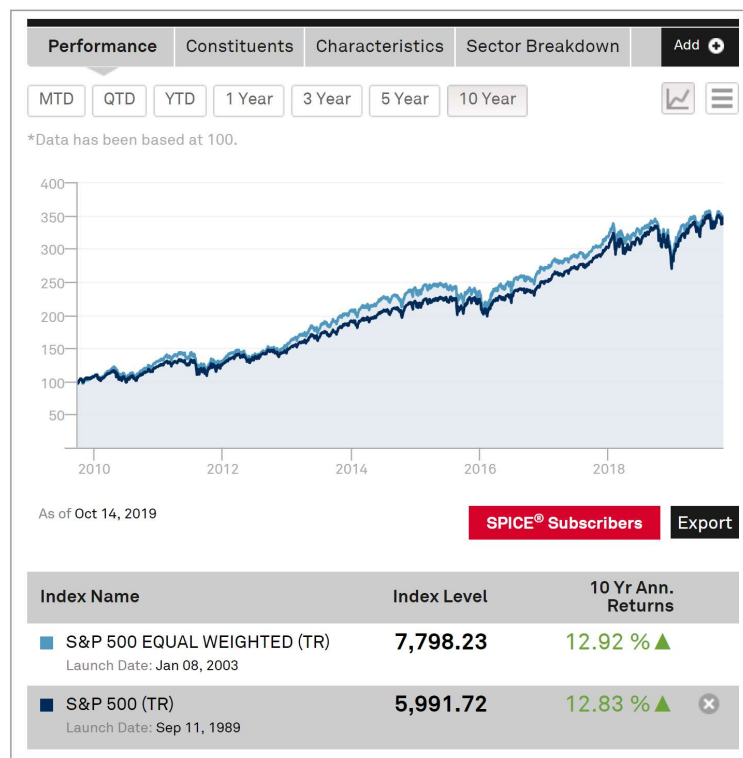
La siguiente figura grafica la relación entre el S&P500 y el EWI²⁶ de los últimos 10 años.

²⁴ La capitalización de mercado de libre flotación libre se calcula tomando el precio de las acciones y multiplicándolo por el número de acciones disponibles en el mercado. En lugar de utilizar todas las acciones activas e inactivas, como ocurre con el método de capitalización de mercado total, el método de libre flotación excluye las acciones bloqueadas, como las que tienen información privilegiada, promotores y gobiernos.

²⁵ <https://www.barchart.com/stocks/indices/sp-sector>. Datos de 26/02/2019.

²⁶ <https://us.spindices.com/indices/equity/sp-500-equal-weighted>

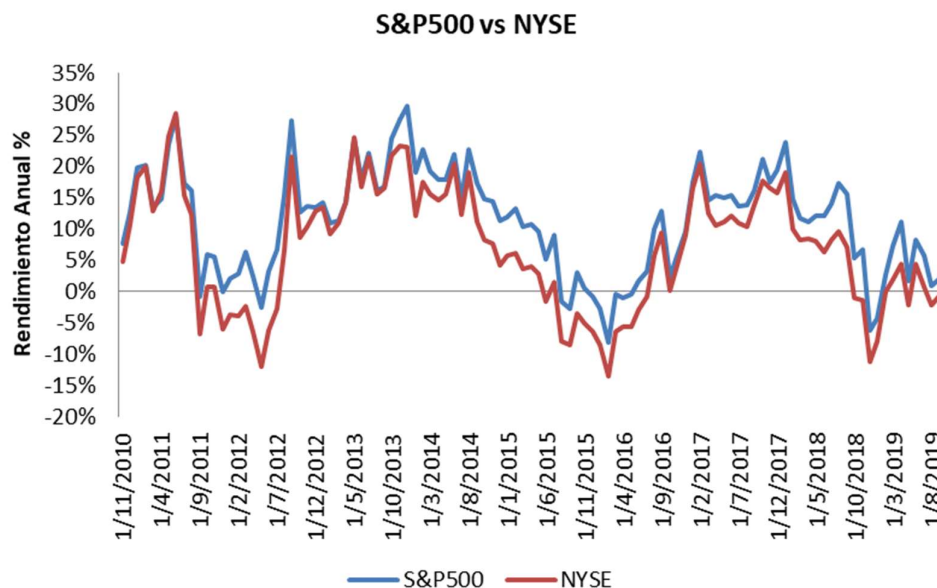
Figura 6: Comparación evolución S&P500 EWI TR y S&P500 TR



Por su parte, el NYSE es un índice que mide el desempeño de todas las acciones listadas en la New York Stock Exchange. El índice está compuesto por más de 1900 acciones, 400 de las cuales son extranjeras (compañías de 38 países diferentes principalmente de Canadá, China, UK, Japón y México). El NYSE composite también es un índice ponderado por la libre flotación de mercado. La serie inicia en el año 2003.

La siguiente figura compara los rendimientos anuales entre el S&P500 y el NYSE en los últimos 10 años. El S&P500 presenta un rendimiento de 11,3% con un riesgo de 8,3% y el NYSE de 7,1% y un riesgo de 9,6%.

Figura 7: Comparación evolución S&P500 TR y NYSE



En resumen, los índices alternativos EWI e NYSE Composite no presentan un histórico tan extenso como el S&P500 ni su utilización es muy difundida. En comparación con el S&P500, el EWI presenta retornos más volátiles y el NYSE retornos menores. Adicionalmente, considerar el NYSE como proxy de mercado norteamericano no sería correcto ya que este índice está compuesto por 400 acciones extranjeras por lo que sería más una especie de índice global que representativo de EUA.

3.3. Criterio del beta comparable

Cuando no es posible o no es recomendable la observación directa de betas debido a la ausencia de valores de mercado o su cálculo es posible pero con datos de mercados emergentes se sugiere aplicar el criterio del beta comparable.

El criterio del beta comparable consiste en buscar una compañía o conjunto de compañías que contengan similitudes significativas con la compañía objeto del análisis. Una vez que la entidad comparable es identificada, sus datos de mercado se utilizan como base para el cálculo.

El método de la comparación requiere de cierta profundidad en el análisis y elección de comparables y, desgraciadamente, no siempre se encuentra un comparable individual, lo que convierte a esta técnica más en un arte que en una ciencia.

3.3.1. Empresas comparables

La elección de la/las empresas comparables no es tarea sencilla y requiere de un análisis consciente de las características tanto de la empresa objeto del estudio así como de las potenciales empresas seleccionadas. En dicho procedimiento, se sugieren los siguientes pasos:

1. Identificar el comparable: la aproximación del beta comparable identifica una compañía que tiene cotización en los mercados de valores que este en la misma línea de negocios del proyecto, la compañía o la división en cuestión. Encontrar una compañía que sea absolutamente comparable es prácticamente imposible, pues es muy raro que existan dos compañías que tengan las mismas características. No obstante, es posible realizar algunas aproximaciones razonables, como por ejemplo:
 - La comparable opera en la misma industria o línea de negocios que la analizada.
 - El proyecto, la división o la compañía analizada se encuentra en una línea de producto bien definida y no tiene ingresos misceláneos.
 - La mezcla de productos de la analizada y la comparable tienen un parecido razonable.
 - La estructura de sus costos fijos y variables y de sus resultados (márgenes operativos antes del financiamiento).
 - Si la ubicación geográfica es importante en el tipo de negocio, esta debe ser considerada en la comparación.
2. Cuando se identifica más de una compañía como un potencial comparable, suele tomarse la mediana o el promedio del beta de las compañías identificadas.

En general, cuando no es posible encontrar una compañía comparable en el país, la práctica que se sigue es buscar un beta de una compañía comparable en el mercado americano o, más a menudo tomar un beta de la industria del mercado estadounidense.

Específicamente, en el sector eléctrico regulado, definir empresas comparables para los segmentos de transmisión y distribución de energía eléctrica es una de las problemáticas que enfrentan los agentes reguladores ya que, en su mayoría las empresas eléctricas americanas se encuentran verticalmente integradas (es decir, generan, transmiten y distribuyen energía eléctrica) y, hasta veces prestan servicios en más de un sector. En consecuencia, el riesgo del negocio definido por sus betas termina siendo un híbrido del riesgo de los diversos segmentos eléctricos (generación, transmisión y distribución) e incluso de diversos sectores (eléctrico, gas natural, saneamiento, etc.).

3.3.2. Apalancamiento financiero

Una vez identificado el/las comparable/s, como generalmente son compañías que tienen deuda financiera, los betas son apalancados y reflejan el efecto de la estructura de capital.

Los betas del equity de las empresas comparables, capturan el riesgo que esas empresas asumen por el nivel de endeudamiento que tienen y no es posible asumir que la estructura de endeudamiento de la empresa o industria comparable sea la misma que la de la empresa en estudio, sobre todo cuando hablamos de empresas comparables localizadas en mercados desarrollados y compañías en estudio ubicadas en países emergentes principalmente por la facilidad del acceso al crédito. Es por esto que es necesario quitar el efecto del apalancamiento financiero de las empresas comparables para luego re-apalancar el beta con la estructura de capital de la empresa o industria en estudio.

Para convertir el beta apalancado de la comparable en un beta desapalancado (limpio del efecto del endeudamiento), se utiliza la formula desarrollada por Hamada (1969)²⁷.

$$\beta_a^{Comp} = \beta_e^{Comp} / [1 + \frac{w_d^{Comp}}{w_e} * (1 - T^{Comp})]$$

Donde,

- β_e^{Comp} : coeficiente beta de la comparable, que incorpora el efecto del endeudamiento.
- β_u : coeficiente beta de la comparable sin deuda, también llamado beta del activo.
- $\frac{w_d^{Comp}}{w_e}$: representa la relación de endeudamiento de la comparable a valores de mercado.
- T^{Comp} : representa la tasa de impuesto a las ganancias de la comparable.

El beta del activo obtenido mediante este procedimiento es limpio del efecto del endeudamiento.

En caso que hayan elegido un conjunto de betas comparables, debe ser calculado el beta del activo para cada empresa y luego, obtener el valor del beta promedio del sector/industria ponderándolo por la capitalización de mercado.

Para el cálculo del beta del equity en la empresa de destino se procede con la siguiente ecuación:

$$\beta_e^{estudio} = \beta_u * [1 + \frac{w_d^{estudio}}{w_e} * (1 - T^{estudio})]$$

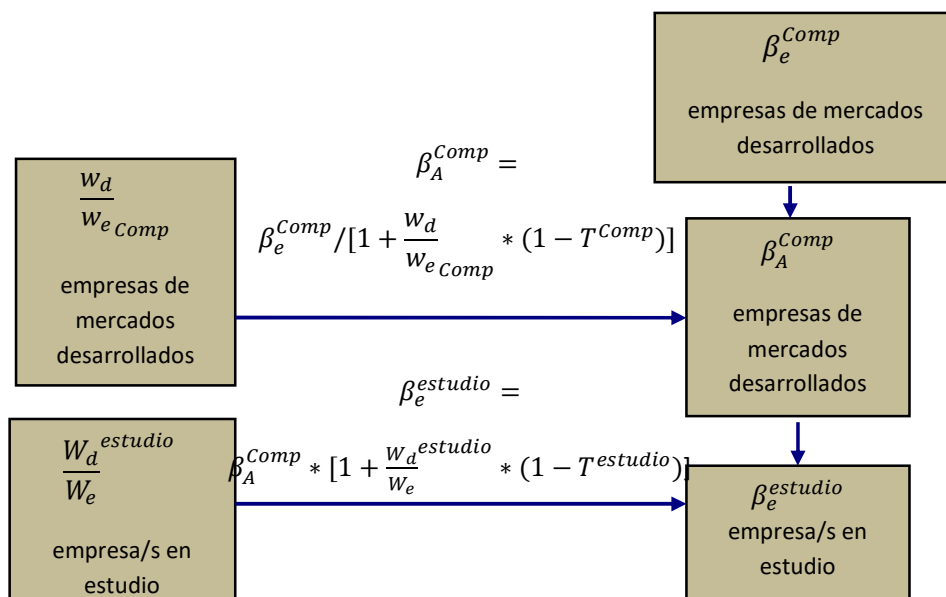
Donde,

- $\beta_e^{estudio}$: coeficiente beta de la empresa de destino, que incorpora el efecto del endeudamiento.
- β_u : coeficiente beta de la empresa de la comparable sin deuda, también llamado beta del activo.
- $\frac{w_d^{estudio}}{w_e}$: representa la relación de endeudamiento de la empresa/ de la industria/ del sector de destino a valores de mercado.
- $T^{estudio}$: representa la tasa de impuesto a las ganancias del país de destino.

Gráficamente, el método del bottom up se resumiría según la siguiente figura:

²⁷ El desarrollo de la formula se encuentra en el ANEXO I.

Figura 8: Método del bottom up para definir el valor del beta



3.3.3. Estructura de Capital

La estructura de capital se refiere a la proporción en la que una empresa se encuentra financiada con deuda y con capital propio. Suele definirse como la relación entre la deuda y el equity o patrimonio neto ($\frac{D}{E}$) o como deuda sobre activo (D/A).

Cabe destacar que:

$$\frac{D}{E} = \frac{D/A}{1 - D/A}$$

En el criterio del beta comparable se requiere la definición de dos estructuras de capital, la primera para desapalancar el beta de la empresa o industria comparable y, una segunda para reapalancar el beta de la empresa o industria en estudio.

Al momento de limpiar el efecto del endeudamiento sobre el β_e^{Comp} surgen diferentes posturas sobre que conceptos incluir en la deuda, el equity y el activo. En cuanto a la deuda surgen preguntas como si se selecciona la deuda total o sólo la deuda de largo plazo (o no circulante). Del mismo modo, el activo, puede ser definido como el activo total, sólo el activo destinado a la realización de la actividad principal, la inclusión o no del capital de giro entre otros. Por último, si el equity se define con valores contables o valores de mercado (capitalización de mercado).

Para re-apalancar el beta y obtener el $\beta_e^{estudio}$ además de las dudas anteriores y, específicamente en los sectores regulados, se introduce una nueva interrogante que es definir una estructura de capital basada en la realidad de la/s empresa/s o definir una estructura óptima o eficiente del sector con el objetivo de incentivar a la/s empresa/s a alcanzar un nivel

de endeudamiento “normal” por ejemplo, aplicando la tasa de endeudamiento promedio de la industria de la región o país.

3.4. Ajustes sobre el beta

Por último, en este apartado se presentan aquellas prácticas difundidas que se realizan sobre el beta equity para realizar ajustes o modificaciones sobre el mismo con dos objetivos diferentes. La primera se basa en estimar el valor futuro del coeficiente, ya que el beta se define con valores de mercado históricos y, la segunda, intenta captar el riesgo del sector regulado cuando se toman, como empresas comparables, empresas que se rigen por sistemas regulatorios diferentes al de la empresa objeto de estudio.

3.4.1. Betas históricos versus esperados

Los betas históricos, en general, se calculan sobre la base de datos de períodos de 3 a 5 años. Estudios empíricos realizados demuestran que existe una cierta correlación entre los betas de períodos sucesivos, demostrándose que los mismos betas tienden hacia el valor uno. Es decir, si en un período el beta es menor que uno, en el siguiente existe una alta probabilidad que el beta aumente acercándose a la unidad y viceversa²⁸.

Por esta razón las firmas especializadas calculan el beta esperado en función de los betas históricos según la siguiente expresión:

$$\beta_e = [(\beta_h - 1) * \lambda] + 1$$

Donde:

- β_e : beta equity esperado.
- β_h : beta histórico u observado.
- λ : coeficiente igual a 0.66.

3.4.2. Ajuste por diferentes sistemas de regulación

Los modelos de remuneración regulatoria pueden agruparse de manera general en tres grupos:

- Altos incentivos o Precio Máximo (Price Cap)
- Medios incentivos o Ingreso Regulado (Revenue Cap)
- Bajos incentivos o Tasa de Retorno (Cost of Service/ Rate of Return)

²⁸ Para ver una explicación detallada de la tendencia de los beta al valor uno, se puede consultar: “*Portfolio Analysis and Investment Management*”, de Edwin J. Elton y /Martin J. Gruber, 3ra Ed. Cap 5, John Wiley and Son 1984.

Tabla 3: Modelos de remuneración regulatoria

Modelo de remuneración	Riesgos Cubiertos	Riesgos no cubiertos
Precio Máximo – Price Cap	Precio	Demanda Costos exógenos Costos endógenos
Ingreso regulado – Revenue Cap	Precio Demanda	Costos exógenos Costos endógenos
Tasa de retorno – Cost of Service – Rate of Return	Precio Demanda Costos exógenos Costos endógenos	Ninguno

Las empresas reguladas bajo los sistemas por Precio Máximo asumen más riesgo que las reguladas por el sistema Tasa de Retorno (técnica aplicada en EE.UU.). Como el procedimiento sugerido para la determinación del beta se realiza a partir de empresas norteamericanas, y se aplica en países donde los sistemas de remuneración son diferentes algunos reguladores consideran necesario practicar un ajuste al beta para tener en cuenta este aspecto.

Bajo un esquema de remuneración de Ingreso Regulado, frente a un esquema de Tasa de Retorno, se identifican como riesgos los eventos que conduzcan a fluctuaciones en los gastos de Administración, Comerciales y de Operación y Mantenimiento de las redes²⁹, respecto de

²⁹ A seguir se detallan brevemente los costos de Administración, Comercial y de Operación y Mantenimiento.

- **Costos de administración:** Los costos a incluir bajo este concepto refieren a los costos indirectos asociados a la gestión de la transmisora/distribuidora, donde debe analizarse la estructura de la empresa requerida para el desarrollo de la actividad. Aquí son consideradas actividades y funciones tales como gerenciamiento general, planeamiento estratégico, contabilidad, administración financiera, gestión de recursos humanos, control de gestión y otras actividades de apoyo.
- **Costos de las actividades y procesos comerciales:** Los costos que se determinan son los costos de operación comercial que refieren a las actividades de gestión comercial y comercialización. La gestión comercial comprende la planificación, seguimiento y control de los procesos comerciales de modo de asegurar que éstos se desarrollen dentro de las metas establecidas. La comercialización contempla la ejecución específica de las actividades comerciales que están relacionadas con los costos asociados a la atención del cliente (reclamos, actualización de las condiciones de contrato de suministro, telegestión y atención personalizada), acciones comerciales (atención de nuevos suministros, cortes y reconexiones, reposición y mantenimiento de conexiones), gestión de morosidad y gestión de pérdidas. Por otra parte, también se toman en cuenta los costos asociados al usuario (control, lectura, facturación, reparto y cobranza).
- **Costos de las actividades y procesos de operación y mantenimiento de las redes:** La operación y mantenimiento de un sistema de transmisión/ distribución considera aspectos tales como mantener el suministro de energía eléctrica en niveles adecuados de calidad, seguridad, protección al medio ambiente y continuidad de servicio. Con las cantidades de las instalaciones del sistema eléctrico, se adecuan los costos de operación y mantenimiento técnico (operación, mantenimiento) aplicando para ello un análisis de procesos, su duración y frecuencias.

los valores utilizados como punto de partida para la estimación de cargos. Para un esquema de Precio Máximo, frente a un esquema de Tasa de Retorno, se identifican como riesgos los eventos que conduzcan a fluctuaciones en los gastos de Administración, Comerciales y de Operación y Mantenimiento de las redes o variaciones en la demanda, respecto de los valores utilizados como punto de partida para la estimación de cargos.

El trabajo de Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial, publicado en 1996, “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison”. determinó que los betas de activos de las empresas de distribución de energía eléctrica reguladas por Precio Máximo son superiores en un 0,3 a los del mismo sector pero reguladas por Tasa de Retorno. Para dicha estimación se comparaban los betas de las empresas de electricidad que operaban en Inglaterra en relación a las que operaban en Estados Unidos.

Sin embargo, tanto en Inglaterra como Estados Unidos, ha habido cambios regulatorios que impactan en el riesgo de las empresas. En algunos estados de Estados Unidos se han incorporado diferentes mecanismos de incentivos a la eficiencia mientras que en Inglaterra el esquema regulatorio RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs; Ingresos = Incentivos + Innovación + Resultados en español) incorpora el sistema de “menú regulation”. Los modelos de regulación de menú de Laffont y Tirole³⁰ muestran que los reguladores pueden determinar un “contrato de regulación óptimo” ofreciendo a las empresas un menú de contratos con diferentes formatos de tratamiento de los costos. Si el menú está bien diseñado, las empresas con mayor margen de reducción de costos elegirán contratos con incentivos más poderosos que las empresas con menor margen (es decir, los contratos se adaptan a las oportunidades de costos inherentes a la empresa, que no son observables por el regulador).

Debido a lo anterior, no se recomienda adicionar al beta estimado el ajuste por diferentes sistemas de regulación.

4. Capítulo 3: Relevamiento Internacional

Cada regulador al determinar el parámetro beta sostiene y aplica metodologías de cálculo diferentes algunas veces mirando lo realizado por otros reguladores de la región (introduciendo o no variantes) y, otras veces, definiendo de manera arbitraria su método de cálculo.

En esta instancia del estudio se pretende relevar las prácticas aplicadas por diferentes reguladores latinoamericanos para la determinación del beta. Para ello fueron relevadas las últimas notas técnicas publicadas por dichos organismos en sus páginas web donde se indican las prácticas utilizadas, supuestos aplicados y referencias bibliográficas. En algunos casos, las notas técnicas se acompañan de archivos de cálculo donde se presentan los cómputos realizados y fórmulas aplicadas. Los organismos relevados son:

- Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) – Brasil.

³⁰ Laffont, J-J. and Tirole, J. (1993), *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*, Cambridge, MA: MIT Press.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) – Colombia.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) – Panamá.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) – Argentina.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CRE) – Guatemala.

La información a relevar en esta instancia se detalla a seguir:

- Mercado de referencia utilizado.
- Empresas extranjeras seleccionadas como comparables.
- Ventana de tiempo de la serie histórica.
- Frecuencia de los rendimientos utilizados: diarios, semanales, mensuales o anuales.
- Precios de las acciones: ajustado por dividendos o precio de cierre.
- Consideración de valores atípicos y técnicas de exclusión.
- Utilización de beta observado o beta esperado.
- Metodología de cálculo para la estructura de financiamiento para el desapalancamiento y reapalancamiento del beta.
- Otros ítems a relevar.

Por último, uno de los interrogantes que está cobrando fuerza en el sector regulado es conseguir diferenciar el beta del sector eléctrico en los negocios de distribución y transmisión ya que por lo general las empresas comparables extranjeras elegidas son americanas las cuales en su mayoría se encuentran verticalmente integradas.

A seguir se resumen las últimas resoluciones de los reguladores mencionados relacionadas con la definición de la tasa de retorno para remunerar las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica.

4.1. Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) – Brasil

4.1.1. Nota Técnica 196/2013 - Transmisión de energía eléctrica

La ANEEL definió la metodología de cálculo de la tasa de costo de capital para el sector de transmisión de energía eléctrica que se detalla en la nota técnica 196/2013, resumida a continuación:

$$WACC = w_e * r_e + w_d * r_d * (1 - T)$$

Para la definición del beta se consideró un conjunto de empresas de energía eléctrica de los EUA que indican la actividad de transmisión entre sus actividades y deben ser miembros del Edison Electric Institute (Asociación que reúne empresas del sector eléctrico de los Estados Unidos y que poseen capital abierto, representando aproximadamente el 70% de toda la industria nacional). Además, fueron excluidas las empresas en las cuales los activos de transmisión y distribución no representaban al menos el 50% de los activos totales. Fueron finalmente seleccionadas 15 empresas que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4: Empresas americanas que componen el beta del segmento de transmisión del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2014

Ticker	Empresa	Beta Apalancado	Estructura de Capital	Beta Desapalancado
AEE	Ameren Corporation	0,79	46%	0,52
AEP	American Electric Power	0,64	44%	0,43
AVA	Avista Corporation	0,62	46%	0,41
-	Central Hudson Gas & Electric Corp.	0,53	34%	0,40
DUK	Duke Energy	0,53	44%	0,36
EXC	Exelon Corporation	0,78	41%	0,55
FE	FirstEnergy	0,66	53%	0,39
ITC	ITC Holdings Corp.	0,76	42%	0,53
NEE	NextEra Energy, Inc.	0,66	47%	0,43
NU	Northeast Utilities System	0,59	41%	0,41
POM	Pepco Holdings	0,86	54%	0,50
PCG	PG&E Corporation	0,40	42%	0,28
PEG	Public Service Enterprise Group Incorporated	0,63	33%	0,49
POR	Portland General Electric	0,62	41%	0,43
WR	Westar Energy, Inc	0,65	46%	0,43
Promedio		0,65	44%	0,44

El beta apalancado americano se obtuvo del promedio de los betas individuales obtenidos en función de los retornos semanales para un periodo de 5 años. El valor definido del beta es de 0,65. El beta equity fue desapalancado con la estructura promedio de capital de las empresas americanas seleccionadas, calculada por la relación entre el valor de mercado y la deuda líquida y, utilizando la alícuota de impuesto de 39,30% de los EUA, resultando finalmente en 0,44.

Luego se efectuó el apalancamiento del beta, usando para la estructura de capital los datos de aquellas empresas licitadas con más de cinco años de operación de 60% y una alícuota de 34%, resultando en 0,88.

Tabla 5: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2014

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_e^{USA}	0,65	Empresas de energía eléctrica de los EUA que indican la actividad de transmisión y cuyos activos de transmisión y distribución representan al menos el 50% de los	Promedio de betas individuales.	Retornos semanales de los últimos 5 años. Periodo 01/10/2009- 30/09/2014.

		activos totales. Deben ser miembros del <i>Edison Electric Institute</i> .		
w_d^{USA}/w_e^{USA}	0,44/0,56	Valor de mercado y deuda líquida.	S/D	S/D
$Corp_Tax$	0,393	Impuesto corporativo a la renta, aplicable en los Estados Unidos de América.	N/A	
β_u^{USA}	0,43		N/A	N/A
w_d^{Br}/w_e^{Br}	0,60/0,40	Datos de empresas transmisoras en Brasil licitadas con más de 5 años de operación.	S/D	S/D
T^{Br}	0,34			
β_e^{Br}	0,88			

4.1.2. Nota Técnica 22/2015 - Distribución de energía eléctrica

La NT ANEEL Nº 22/2015 es la nota técnica definitiva, referente a la definición del costo de capital.

Nuevamente, para el cálculo del costo de capital, la ANEEL aplicó el modelo del Costo Medio Ponderado de Capital (WACC) en conjunto con el Modelo de Valuación de Activos de Capital (CAPM), a partir de las variables que serán detalladas a continuación. La ecuación empleada fue la siguiente:

$$WACC = w_e * r_e + w_d * r_d * (1 - T)$$

Para el cálculo de los betas, se escogieron empresas norteamericanas del sector de energía eléctrica que actúan predominantemente en el segmento de distribución de energía eléctrica. Las empresas que participan en el cálculo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6: Empresas americanas que componen el beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2015

Ticker	Empresa	Beta equity
AEE	Ameren Corporation	0,70
AEP	American Electric Power	0,61
AVA	Avista Corporation	0,76
DUK	Duke Energy	0,48
EXC	Exelon Corporation	0,54
FE	FirstEnergy	0,59
ITC	ITC Holdings Corp.	0,57
NEE	NextEra Energy, Inc.	0,60
UN	Northeast Utilities System	0,67

POM	Pepco Holdings	0,66
PCG	PG&E Corporation	0,51
PEG	Public Service Enterprise Group Incorporated	0,67
POR	Portland General Electric	0,70
WR	Westar Energy, Inc	0,64
ALE	Allete	0,72
LNT	Alliant Energy Corporation	0,72
ED	Consolidated Edison	0,45
EDE	-	0,69
ETR	Entergy Corporation	0,61
IDA	IdaCorp	0,82
OGE	OGE Energy Corp	0,84
PNW	Pinnacle West Capital Corporation	0,67
PNM	PNM Resources	0,91
PPL	PPL Corporation	0,50
UIL	-	0,69
XEL	Xcel Energy Inc.	0,56
WEC	WEC Energy Group, INC	0,60
Promedio		0,65

Para el cálculo del beta individual de las empresas se usaron los precios diarios de cierre de las acciones en una ventana de 5 años (periodo 01/10/2009 - 30/09/2014) versus el índice de mercado S&P500 – SPX.

Para desapalancar el beta americano se utilizó como estructura de capital el promedio de las relaciones trimestrales entre deuda total y capitalización de mercado de cada una de las empresas que participan en el estudio para el mismo periodo de las acciones.

Finalmente, con un beta apalancado de 0,65, una relación D/E de 45,2% y unos impuestos de 39,30%, el beta desapalancado resultó en 0,43.

Para determinar la estructura optima de capital a ser aplicada fueron consideradas las cuentas contables detalladas en la NT Nº 22/2015 de las empresas distribuidoras brasileiras los años de 2011, 2012 y 2013. Para realizar el cálculo de la estructura de capital, fueron excluidas empresas que en cualquier año de la muestra presentaron patrimonio neto negativo, estructura negativa o endeudamiento cero. Para empresas con estructuras superiores a 100%, el valor fue bloqueado en este nivel. Fue calculada una estructura de capital por año y por empresa y después fue obtenida la media aritmética de todas las estructuras calculadas, resultando un valor de 48,76%.

Realizados los ajustes para la aplicación al segmento de distribución en Brasil, el beta a ser aplicado en el cálculo del costo de capital resultó en 0,70.

Tabla 7: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2015

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_e^{USA}	0,65	Empresas norteamericanas del	Covarianza de los rendimientos de la	Retornos diarios de los últimos 5

		sector de energía eléctrica que actúan predominantemente en el segmento de distribución de energía eléctrica y SPX para el índice del mercado.	acción y del mercado y la varianza de los rendimientos del mercado S&P500.	años. Periodo 01/10/2009-30/09/2014.
w_d^{USA}/w_e^{USA}	0,452/0,548	Capitalización de mercado y Deuda Total de las empresas norteamericanas que participan en el sector de distribución.	Promedio simple	Relaciones Trimestrales de los últimos 5 años. Periodo 01/10/2009 – 30/09/2014.
$Corp_Tax$	0,393	Impuesto corporativo a la renta, aplicable en los Estados Unidos de América.	N/A	
β_u^{USA}	0,43		N/A	N/A
w_d^{Br}/w_e^{Br}	0,4876	Cuentas contables de empresas distribuidoras de Brasil.	Promedio simple de los resultados para cada una de las empresas distribuidoras brasileiras.	Años 2011-2013
T^{Br}	0,34			
β_l^{Br}	0,70			

4.1.3. Nota Técnica 113/2019 – Generación por cotas, transmisión y distribución de energía eléctrica

En el marco de la Consulta Pública N°26/2019 la agencia reguladora publicó la Nota Técnica 113/2019 donde presenta la propuesta metodológica para actualización de la tasa regulatoria de remuneración de capital de los segmentos de distribución, transmisión y generación por cotas.

La nota técnica define la tasa real después de impuestos en 6,81% para el segmento de generación/transmisión y 7,17% para el de distribución. Es el único regulador relevado que utiliza variables nacionales para definir el valor de la tasa de remuneración regulatoria como son la tasa libre de riesgo y la tasa de la deuda.

El régimen de generación por cotas es definido en la Ley 12.783/2013. En este régimen el riesgo hidrológico y el riesgo de mercado son repasados a los consumidores y el precio no puede ser libremente fijado por los generadores, siendo la contraprestación del servicio recaudada por medio de una receta fijada por la ANEEL. También, vale destacar que, una eventual ampliación de la capacidad instalada de la usina en régimen de cotas está sujeta a la

autorización por el poder concedente y el destino de esa capacidad adicional está sujeta al mismo régimen de explotación de la capacidad existente. Según ANEEL, ese régimen torna la actividad de generación muy semejante a la actividad de transmisión, de modo que optó por definir la misma tasa de remuneración para ambos segmentos.

Para determinar el beta, la propuesta fue utilizar el promedio de las empresas americanas miembros de la Edison Electric Institute con al menos 50% de los activos en transmisión o distribución en relación al retorno de mercado medido por el índice S&P500.

El regulador aplica el modelo de exceso de retornos para calcular el valor del beta (Ver 2.3) utilizando una serie semanal de un periodo de 5 años (27/09/2013 – 28/09/2018). Sin embargo, a los retornos semanales de cada activo le deduce la variación del retorno semanal del título de gobierno americano con vencimiento a 10 años, cuando debería ser deducido, simplemente, el retorno semanal del T-Bond. Es decir, el cálculo realizado por la ANEEL es:

$$r_{e,i} = r_i - \Delta r_{f,i}$$

- $r_{e,i}$: retorno del activo en exceso de la tasa libre de riesgo para el período i
- r_i : retorno bruto del activo para el período i
- $\Delta r_{f,i}$: variación del retorno de la tasa libre de riesgo para el período i

Sin embargo, el cálculo debería ser corregido para:

$$r_{e,i} = r_i - r_{f,i}$$

- $r_{f,i}$: retorno de la tasa libre de riesgo para el período i

Los betas equity americanos individuales son desapalancados con la estructura promedio de la relación deuda neta/ (deuda neta³¹ + capitalización de mercado) compuesto por observaciones trimestrales de los últimos 5 años (31/12/2013 – 28/09/2018). El beta del activo es el promedio de los beta activo individuales de las empresas participantes en el estudio, su valor es de 0,275 aplicando una tasa de impuestos de 37,01%.

A seguir se detallan las empresas americanas participantes en el cálculo así como el valor del beta equity y del activo de cada una.

Tabla 8: Empresas americanas que forman parte del cálculo del beta americano

Ticker	Empresa	Beta equity	D/A	Beta Activo
AEE	Ameren Corporation	0,32	0,39	0,23
AEP	American Electric Power	0,34	0,41	0,24
CNP	CenterPoint Energy	0,52	0,42	0,36
ED	Consolidated Edison	0,18	0,41	0,13
EIX	Edison International	0,35	0,37	0,25
ES	Eversource Energy	0,40	0,39	0,29
ETR	Entergy Corporation	0,40	0,51	0,24
EXC	Exelon Corporation	0,33	0,46	0,21
FE	FirstEnergy Corporation	0,46	0,59	0,24
NEE	NextEra Energy Inc	0,39	0,36	0,29
NWE	NorthWestern Corporation	0,37	0,42	0,25

³¹ Deuda Neta= (Deuda de Corto y Largo Plazo – Caja y Equivalentes de Caja).

OGE	OGE Energy Corp	0,52	0,31	0,40
PCG	PG&E Corporation	0,47	0,39	0,33
PEG	Public Service Enterprise Group Incorporated	0,45	0,32	0,35
PPL	PPL Corporation	0,49	0,47	0,31
Promedio		0,39	0,41	0,275

Con el beta del activo de 0,275, impuestos de 34% y una relación D/A de 33,43% para el segmento de generación cotista/transmisión y 36,83% para el de distribución, el beta equity Brasil es de 0,3662 y de 0,3809 para los segmentos de GT y D respectivamente.

Para definir la estructura de capital, el regulador optó por una nueva metodología que se basa en valores teóricos o esperados por el mercado en vez de la estructura de las propias empresas reguladas. La agencia explica que diversos motivos perjudican la calidad de la muestra como ser: niveles de apalancamiento inconsistente desde el punto de vista teórico, como más de 100%, 0% o deuda negativa, patrimonio neto negativo, o activos vinculados a otras actividades, entre otros.

Fue definido el indicador Deuda Neta/EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization en español Resultados antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización). En la práctica la estructura de capital es aquel valor que resuelve simultáneamente dos ecuaciones. La primera ecuación (% Estructura de Capital= Deuda Neta/Activo Inmovilizado en Servicio) dependerá de la relación (de 2x a 4x) de EBITDA definido por el indicador regulatorio Deuda neta/EBITDA, que a su vez dependerá de la tasa de remuneración y depreciación regulatoria para la construcción del EBITDA. La tasa de remuneración es aquella de la segunda ecuación, calculada en base a los demás parámetros y en el porcentual de estructura de capital que garantiza la igualdad de la primera ecuación.

Tabla 9: Cálculo de la EC para el segmento de distribución del sector eléctrico de Brasil

Estrutura de Capital	2019
% capital de terceiros	36,83%
% capital próprio	63,17%
Ativos Operacionais	100
Taxa de depreciação regulatória	3,87%
EBITDA	14,73
Indicador regulatório de endividamento: Dívida/EBITDA x	2,5
Estrutura de Capital regulatória	36,83%
Diferença	0,00%

Finalmente en la siguiente tabla se resume la composición del beta.

Tabla 10: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico brasileiro en la revisión tarifaria del año 2019

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Período
β_e^{USA}	0,39	Empresas norteamericanas miembros del EEI con al menos 50% de sus activos en el	Covarianza de los retornos en exceso de la tasa libre de riesgo de la acción y del mercado y la	Retornos semanales de los últimos 5 años. Periodo 27/09/2013 –

		segmento de distribución y transmisión de energía eléctrica y SPXT para el índice del mercado.	varianza de los rendimientos del mercado S&P500.	28/09/2018.
w_d^{USA}/w_e^{USA}	0,41	Capitalización de mercado y Deuda Neta de las empresas norteamericanas que participan del estudio.	Promedio simple	Relaciones Trimestrales de los últimos 5 años. Periodo 31/12/2013 – 28/09/2018.
$Corp_Tax$	0,3701	Impuesto corporativo a la renta, aplicable en los Estados Unidos de América.	Promedio simple	Impuesto anual de los últimos 5 años. Periodo 2014-2018.
β_u^{USA}	0,275		Promedio simple de los betas individuales	N/A
w_d^{Br}/w_e^{Br}	GT:0,3343	Relación Deuda Neta/EBITDA definido en base al valor fijado en los prospectos de emisión de deuda de las empresas brasileras	Resultante de la doble ecuación: -Deuda Neta/EBITDA -Deuda Neta/Activo Inmovilizado (100)	N/A
	D: 0,3683			
T^{Br}	0,34			
$\beta_l^{Br} - GT$	0,3662			
$\beta_l^{Br} - D$	0,3809			

4.2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Colombia

4.2.1. Resolución 083/2008 – Transmisión de energía eléctrica

La Resolución 083/2008 fija la tasa de retorno para la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo 2009-2014. La metodología utilizada fue la de Costo Promedio Ponderado de Capital. La tasa resultante fue de 11,50% constante antes de impuestos.

En lo que respecta al beta, es necesario recurrir a fuentes externas (por lo general, Estados Unidos) ya que el mercado colombiano carece de mediciones de este factor. Diferentes firmas ofrecen sus servicios en cuanto al cálculo de este parámetro para cada

industria, clasificada de acuerdo con el Standard Industrial Classification (SIC)³², dentro de dichas firmas se pueden citar: Value Line, Morningstar (Ibbotson), Bloomberg y Compustat, entre otras.

Los valores del factor beta dependen del grado de apalancamiento de las compañías incluidas en su cálculo; por esta razón, se debe hacer una transformación sobre dicho factor: primero para quitarle el efecto del apalancamiento de las empresas americanas usadas para su cálculo y, segundo, para tener en cuenta el nivel de endeudamiento de las empresas colombianas de transmisión. Se obtiene entonces un factor beta al cual se le ha quitado el efecto de la composición deuda/capital de cada empresa americana, denominado beta desapalancado (β_u); el cual se ajusta por la composición deuda/capital colombiano a utilizar y el resultado, denominado beta apalancado (β_e), es el que se utiliza en el cálculo de la prima por riesgo del negocio.

Para el ajuste del beta se utiliza la siguiente fórmula:

$$\beta_e = \beta_u * [1 + \frac{w_d}{w_e} * (1 - T)]$$

La CREG para definir el beta del activo o beta desapalancado (β_u) de la industria utilizó como fuente la información suministrada por Morningstar, anteriormente Ibbotson. Se calculó la mediana de los cuatro últimos trimestres disponibles para todas las empresas del código "SIC 4911 Electric Services" (valor denominado "SIC Composite" por Morningstar). El período considerado fue de junio de 2007 a marzo de 2008. El beta fue de 0,44.

El Documento CREG-061 titulado "Costo de Capital para Remunerar la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica" con fecha de julio de 2008 complementa la precedente resolución. En uno de sus apartados explica que, dado que los valores de beta son obtenidos de empresas americanas reguladas mediante tasa de retorno es necesario hacer una revisión del riesgo regulatorio para poder ser aplicado en Colombia.

El regulador realizó una revisión de los riesgos adicionales a una remuneración por tasa de retorno que asumen los agentes del sector de transmisión llegando a la conclusión que no es necesario ningún ajuste adicional en el beta.

"En el caso particular de la actividad de transmisión, remunerada mediante una metodología de ingreso regulado: i) los agentes no ven afectados sus ingresos por las pérdidas de energía que se puedan presentar en su sistema, ii) los ingresos son recaudados y repartidos entre los agentes de dicha actividad en proporción a la propiedad de sus activos, iii) para garantizar el pago de dichos ingresos, quienes hacen uso del Sistema de Transmisión Nacional deben entregar los instrumentos exigidos en la regulación, y iv) la expansión del sistema tiene otro esquema de remuneración. Se considera por tanto que el único riesgo que podrían tener estos agentes es el relacionado con la posible modificación de los gastos de operación y mantenimiento. Como en la remuneración de la parte correspondiente a administración, operación y mantenimiento se va a considerar un posible ajuste dependiendo del nivel de

³² El código SIC, es un número de 4 dígitos establecido en Estados Unidos en 1937 y es usado por las agencias del gobierno para clasificar industrias. El código SIC está siendo reemplazado por el North American Industry Classification System (NAICS) que fue lanzado en 1997.

gastos en que incurra el agente, se concluye entonces que no es necesario incluir algún ajuste adicional en el beta obtenido para esta actividad.”

De los Estados Financieros de las empresas de transmisión de energía eléctrica reportados en el Sistema Único de Información (SUI) para los años 2001 a 2007 se observa que las empresas tienen niveles de endeudamiento que están entre el 10% y el 52%. Con base en lo anterior, el regulador asumió una estructura deuda/capital propio (D/E) para esta actividad en promedio de 40%/60%.

Finalmente, con una tasa de impuestos del 33%. El beta colombiano para la actividad de transmisión para el periodo 2009-2014 fue de 0,6365.

Tabla 11: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2009

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_u^{USA}	0,4400	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911 – Electric Services	Mediana	Cuatro últimos trimestres disponibles (Junio 2007 - Marzo 2008)
w_d^{Col}/w_e^{Col}	0,40/0,60	Estados Financieros de las empresas de transmisión reportados en el SUI	N/A	2001 – 2007
T^{Col}	0,33	-	N/A	
β_l^{Col}	0,6365			

4.2.2. Resolución 093/2008 – Distribución de energía eléctrica.

La Resolución 093/2008 calcula dos tasas de retorno para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica, ambas calculadas con la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital. La primera de las tasas es para los sistemas que se remuneran mediante la metodología de Ingreso Máximo y la segunda tasa es para los sistemas remunerados mediante la metodología de Precio Máximo.

Las tasas de retorno resultantes fueron de 13% para la metodología de Ingreso Máximo que regula el Sistema de Transmisión Nacional (STN)³³ y 13,9% para la metodología de Precio Máximo que regula el Sistema de Transmisión Regional (STR)³⁴, las dos constantes y antes de impuestos.

Para el cálculo del beta desapalancado se aplicó la misma fuente y periodo que en la actividad de transmisión presentada previamente, por lo que su valor fue de 0,44.

³³ Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

³⁴ Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del Operador de Red (OR) al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV). Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Por otro lado, el Documento CREG-067 titulado “Costo de Capital para Remunerar la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica” de agosto de 2008 expresa la necesidad de hacer una revisión de los riesgos adicionales que deberían asumir los agentes que operan en Colombia en comparación con las empresas de Estados Unidos principalmente producto de aplicar metodologías de remuneración distintas en los países mencionados.

El documento de la CREG hace referencia al estudio elaborado por Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial, publicado en 1996, “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison” que determinó que los betas de activos de las empresas de electricidad reguladas por Precio Máximo son superiores a los del mismo sector pero reguladas por Tasa de Retorno.

La CREG propone para la parte de la actividad de distribución, remunerada mediante una metodología de Precio Máximo, adicionar el factor beta con el valor tomado del documento de Alexander, es decir 0,22³⁵, y para la parte de la actividad de distribución remunerada con metodología de Ingreso Regulado adicionar el 50% de este valor, es decir 0,11 ya que los ingresos son independientes de la demanda y los agentes no ven afectados directamente estos ingresos por las pérdidas de energía que se puedan presentar en su sistema.

De los Estados Financieros de las empresas de distribución de energía eléctrica reportados en el Sistema Único de Información para los años 2001 a 2007 se observa que las empresas tienen niveles de endeudamiento que varían desde el 2% hasta el 97%. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta que a los usuarios no se les deben trasladar costos que no sean eficientes, se asumió una estructura deuda/capital propio (D/E) para esta actividad en promedio de 40%/60%.

Con lo anterior, se obtiene un beta apalancado de 0,95 para la remuneración mediante la metodología de Precio Máximo y un valor de 0,80 para la remuneración mediante la metodología de Ingreso Regulado.

Tabla 12: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano STN y STR en la revisión tarifaria del año 2009

Concepto	Valor – Precio Máximo	Valor – Ingreso Regulado	Fuente	Medida Central	Periodo
β_u^{USA}	0,4400	0,4400	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911 – Electric Services	Mediana	Cuatro últimos trimestres disponibles (Junio 2007 - Marzo 2008)
β_{ajuste}^{USA}	0,2200	0,1100	“Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An		

³⁵ Ver Alexander et al. (1996), Tabla 6.4 página 29. Corresponde a la diferencia entre el beta del negocio de electricidad para países con altos incentivos (high-powered) y países con bajos incentivos (low-powered). Es decir, es la diferencia entre 0,57 y 0,35.

			<i>International Comparison</i> elaborado por Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial, publicado en 1996		
$\beta_u^{USA\ final}$	0,6600	0,5500			
w_d^{Col} / w_e^{Col}	0,40/0,60	0,40/0,60	Estados Financieros de las empresas de distribución reportados en el SUI	N/A	2001 - 2007
T^{Col}	0,33	0,33			
β_l^{Col}	0,9548	0,7957			

4.2.3. Resolución 027/2009 – Generación y Distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI)

La Resolución 027/2009 determina el Costo Promedio Ponderado de Capital para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI)³⁶. La tasa de retorno se definió en 14,70% real antes de impuestos.

Para el cálculo del beta desapalancado se aplicó la misma fuente que en las actividades de transmisión y distribución presentadas previamente pero con fecha de corte a diciembre de 2008, por lo que su valor fue de 0,43.

Nuevamente el factor beta es ajustado con el valor de 0,22 con la finalidad de reconocer los riesgos adicionales propios de una metodología de remuneración diferente a la de tasa de retorno. Teniendo en cuenta lo anterior, el beta desapalancado es de 0,65.

³⁶Las zonas no interconectadas (ZNI) son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (artículo 1 de la Ley 855 de 2003). Por ejemplo, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Leticia en el Amazonas, Capurganá en el Chocó, Puerto Carreño en el Vichada y Mitú en el Vaupés.

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar, en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización (artículo 74 de la Ley 143 de 1994).

La metodología tarifaria aplicable a estas zonas está en la Resolución CREG-091 de 2007, excepto para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. En dicha resolución se establecen las fórmulas para determinar los costos de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía.

En las ZNI la prestación del servicio se hace principalmente mediante plantas de generación diesel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Para determinar la estructura de capital de los prestadores del servicio en las ZNI, la CREG tomó en consideración el nivel de endeudamiento actual de estos agentes y previsiones sobre las operaciones de endeudamiento que podrían realizar en el corto y mediano plazo. En este sentido, la Comisión analizó los estados financieros reportados al Sistema Único de Información – SUI- por parte de los prestadores del servicio. De acuerdo con esta información, durante el período 2004 - 2007 se registraron pasivos financieros de largo plazo que representaron entre el 0% y el 16% de sus estructuras de capital³⁷, con un promedio ponderado cercano al 0,37%. Estas cifras indican que el nivel de endeudamiento de los agentes es muy bajo. Sin embargo, la CREG con la intención de motivar a los prestadores del servicio de estas regiones a una optimización gradual de su estructura de capital propuso que durante el periodo tarifario los prestadores puedan contraer obligaciones financieras de largo plazo que, en promedio, representen el 10% de su estructura de capital.

Tabla 13: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano ZNI en la revisión tarifaria del año 2009

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_u^{USA}	0,4300	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911 – Electric Services	Mediana	Cuatro últimos trimestres disponibles (Año 2008)
β_{ajuste}^{USA}	0,2200	“Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison” elaborado por Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial, publicado en 1996		
$\beta_u^{USA\ final}$	0,6500			
w_d^{Col}/w_e^{Col}	0,10/0,90	Estados Financieros de las empresas de transmisión reportados en el SUI	N/A	2004-2007
T^{Col}	0,33			
β_l^{Col}	0,6983			

El beta apalancado colombiano para las actividades de Generación y Distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas es de 0,70.

³⁷ En la muestra no se incluyeron las empresas con niveles de endeudamiento igual o superior al 100% de su estructura de capital, por considerar que no reflejan las condiciones típicas de este grupo de empresas y teniendo en cuenta los riesgos que puede generar tal nivel de endeudamiento. Adicionalmente, en la muestra no se incluyó la información de aquellas empresas que le informaron a la CREG que los pasivos de largo plazo registrados en sus balances no correspondían a pasivos financieros, como fue el caso de Empresa de Energía del Amazonas S.A. ESP.

4.2.4. Resolución 095/2015 - Transmisión y Distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Generación y Distribución de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI) y otros.

La Resolución 095/2015 viene a renovar la metodología establecida para el cálculo de la tasa de descuento a aplicar en las actividades de Transmisión y Distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, y Generación y Distribución de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas y otros³⁸.

La fórmula con la que se determina el beta apalancando de energía es la siguiente:

$$\beta_e = \beta_u * (1 + (1 - T_x) * \frac{w_d}{w_e})$$

- La relación deuda/ capital propio ($\frac{w_d}{w_e}$) es de 40%/60%.

La fórmula mediante la cual se estima β_u es la siguiente:

$$\beta_u^{USA} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^{NE} \beta_i^{USA} * Mkt_Cap_i}{Mkt_Cap_Total}}{(1 + (1 - Corp_Tax) * \frac{Debt_Total}{Mkt_Cap_Total})}$$

- β_i^{USA} : beta apalancado de cada una de las empresas seleccionadas para efectuar el cálculo del β_u . Se calcula a partir de los retornos diarios de los últimos 60 meses, contando a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
- Mkt_Cap_i : corresponde a la suma del reporte mensual de capitalización bursátil de la empresa i . Se calcula con información mensual de los últimos 60 meses, contados a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
- Mkt_Cap_Total : Corresponde a la suma de todos los Mkt_Cap_i .
- $Debt_Total$: corresponde a la suma del reporte mensual de deuda financiera de corto y largo plazo de todas las empresas consideradas para el cálculo del β_u . Se calcula con información mensual de los últimos 60 meses, contados a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
- $Corp_Tax$: corresponde al impuesto corporativo a la renta, aplicable en los Estados Unidos de América. El valor considerado para efectos de cálculo es 35%.
- NE : Número de empresas consideradas en el cálculo del β_u .

La selección del conjunto de empresas se lleva a cabo mediante la utilización de una herramienta del servicio de información con el que cuenta la Comisión. El servicio de información es Bloomberg y la herramienta es la función EQS (equity search). Mediante la aplicación de filtros es posible pasar del universo de activos sobre los que el sistema tiene información a un conjunto de empresas que cumplan con las características específicas que se están buscando.

A continuación se describen los criterios que se utilizaron para la selección de las empresas:

³⁸ Las otras actividades donde se aplica la metodología para el cálculo de la tasa de descuento son: Transporte gas natural, Distribución de gas combustible, Transporte de GLP por ductos.

- Empresas que se estén negociando en el momento del cálculo.
- Empresas que sean las principales, si es que hacen parte de un conglomerado de empresas.
- Empresas con domicilio en Estados Unidos.
- Empresas que lleven a cabo actividades de Distribución y Transmisión de energía eléctrica.

A partir de la canasta creada mediante Bloomberg, se descarga la información de precios diarios de las acciones de cada una de las empresas que conforman la canasta y del índice S&P500. Al momento de realizar el ejercicio se deben considerar solamente días de negociación. La ventana de tiempo definida para la estimación del beta es de sesenta meses.

4.2.4.1. Resolución 016/2018 – Distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La resolución finalmente define la tasa de retorno para la actividad de Distribución en el SIN.

En la misma se detalla que la ley 1819 de 2016 modificó las tasas de impuestos, utilizadas para calcular la variable T_x definida en la Resolución 095/2015.

Tabla 14: Tasa de impuestos del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018 y 2019

Año	T_x
2018	37%
2019 en adelante	33%

Por otro lado, agrega respecto de la prima por diferencias entre los esquema de remuneración del mercado de referencia (Estados Unidos de América) y el esquema aplicado en Colombia para la actividad, el riesgo de demanda no se analiza, dado que se propone una metodología de remuneración sin este riesgo. Respecto del riesgo de incremento de costos por encima de los valores aprobados se continúa haciendo simulaciones con el fin de proponer un ajuste al valor de AOM a reconocer. Por lo anterior se propone tomar un valor igual a cero para la prima de riesgo por diferencias en los esquemas de remuneración.

El valor de la tasa de retorno es de 12,4% para el año 2018 y de 11,8% para el 2019 en adelante.

El documento D-011-18 amplía la información de la tasa de retorno con la lista de empresas americanas que fueron seleccionadas para formar parte del cálculo del parámetro beta.

Tabla 15: Empresas americanas que componen el beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018

Ticker	Empresa
AEE	Ameren Corp
AEP	American Electric Power
AES	Aes Corp
AGR	Avangrid

AWR	Amer States Water
CMNR	Commerce Energy
CNP	CenterPoint Energy
CRGE	Clenergen Corp
D	Dominion Energy
ED	Consolidated Edison
ES	Eversource Energy
EXC	Exelon Corp
FE	Firstenergy Corp
MGEE	Mge Energy
NRG	Nrg Energy
OTTR	Otter Tail Corp
PCG	PG&E Corp
PNM	PNM Resources
PPL	PPL Corp
SER	Sempra Energy
SJI	South Jersey Industries
UTL	Unitil Corp
VVC	Vectren Corp

Tabla 16: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico colombiano en la revisión tarifaria del año 2018

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_i^{USA}	Calculado para cada empresa	Bloomberg. Empresas que se estén negociando en el momento del cálculo, que sean las principales, domiciliadas en USA y lleven a cabo actividades de Distribución y Transmisión de energía eléctrica.	Covarianza de los rendimientos de la acción y del mercado (σ_{im}) y la varianza de los rendimientos del mercado S&P500 (σ_m^2).	Retornos diarios de los últimos 60 meses, contando a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
Mkt_Cap_i			Suma del reporte mensual de capitalización bursátil de la empresa i .	Información mensual de los últimos 60 meses, contados a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
$Debt_i$			Suma del reporte mensual de deuda financiera de corto y largo plazo de la	

			empresa i .	
$Debt_Total$	41,3%	$Debt_i$	Suma del reporte mensual de deuda financiera de corto y largo plazo de todas las empresas consideradas.	Últimos 60 meses, contando a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
Mkt_Cap_Total	58,7%	Mkt_Cap_i	Suma de todos los Mkt_Cap_i .	
$Corp_Tax$	0,35	Impuesto corporativo a la renta, aplicable en los Estados Unidos de América.	N/A	
β_u^{USA}	0,4762		Promedio ponderado de los β_i^{USA} de cada una de las empresas seleccionadas por la capitalización bursátil.	Últimos 60 meses, contando a partir del último día del mes anterior a la fecha de cálculo.
β_{ajuste}^{USA}	0			
$\beta_u^{USA\ final}$	0,4762			
w_d^{Col}/w_e^{Col}	0,40/0,60			
T^{Col}	0,37 para 2018 0,33 para 2019 en adelante			
β_l^{Col}	0,6763 (2018) 0,6890 (2019)			

4.3. Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) – Argentina

4.3.1. Resolución 494/2016 – Distribución de energía eléctrica.

El Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), en el artículo 1 de la resolución ENRE 494/2016 expresa:

*“Rectificar el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 493/2016 y donde dice: “Aprobar la tasa de rentabilidad para la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) sobre activos en términos reales y después de impuestos de OCHO COMA CERO CUATRO POR CIENTO (8,04 %), equivalente a una tasa en términos reales antes de impuestos de DOCE COMA TREINTA Y SIETE POR CIENTO (12,37%)” debe decir: “Aprobar la tasa de rentabilidad para la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) sobre activos en **términos reales y después de impuestos** de OCHO COMA DIEZ POR CIENTO (8,10%), equivalente a una **tasa en términos reales antes de impuestos** de DOCE COMA CUARENTA Y SEIS POR CIENTO (12,46%)”.*

Para el cálculo del costo de capital el ENRE aplicó el modelo de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) en combinación con el Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Para el cálculo del beta fueron realizadas las siguientes actividades:

- Cálculo del beta del activo de las empresas americanas;
- Cálculo del beta del equity del sector de Distribución de energía eléctrica de la Argentina, en base a los betas de los activo de las empresas americanas.

El beta del equity observado, la tasa efectiva de impuestos a la renta y el índice de apalancamiento, fueron obtenidos de la página de internet de Reuters para la industria “Electric Utilities”.

El beta observado a agosto de 2016 del sector eléctrico fue de 0,98. El mismo fue ajustado para un beta esperado (0,99), para luego ser desapalancado con la tasa efectiva de impuestos de 27,82% y la estructura de apalancamiento del sector de 139,65%.

$$\beta_{\text{esperado}} = [(\beta_{\text{observado}} - 1) * 0,66] + 1$$

Así, el beta desapalancado de las empresas americanas es de 0,4914.

Para calcular el beta del equity de las empresas argentinas se definió una estructura de capital óptima o eficiente de la industria. Para ello, se consideró la estructura de capital promedio de las empresas de distribuidoras de energía eléctrica en América Latina, según lo expuesto en la tabla siguiente:

Tabla 17: Benchmarking internacional para definir la EC del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2016

País	Cantidad de empresas	Pasivo Total/ Activo Total (2014)
Argentina	6	68%
Bolivia	1	48%
Chile	10	39%
Colombia	23	45%
Ecuador	3	22%
El Salvador	3	70%
Panamá	1	70%
Perú	5	34%

Promedio	52	49,5%
----------	----	-------

El valor de la estructura de capital es de 49,5%.

Con una tasa de impuestos de 35% el beta apalancado del sector de distribución de energía eléctrico argentino es de 0,8042.

Tabla 18: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2016

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_l^{USA}	0,98	Reuters – Electric Utilities	N/A	Precios de la acción y rendimientos mensuales del mercado de los últimos 5 años.
$\frac{w_d^{USA}}{w_e}$	1,40	Reuters – Industry Long Term Debt to Equity MRQ ³⁹		Trimestre más reciente (Marzo-Junio 2016)
T^{USA}	0,28	Reuters - Effective Tax Rate - 5 Yr. Avg.		Últimos 5 años
β_U^{USA}	0,49	N/A		
$\frac{w_d^{Arg}}{w_e}$	0,495	Quantum America - Benchmarking Internacional	Promedio	Valor más reciente - 2014
T^{Arg}	0,35	-	N/A	
β_l^{Arg}	0,80			

4.4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CRE) - Guatemala

4.4.1. Resolución 263/2012 – Distribución y Transmisión de energía eléctrica

La Resolución 263/2012 establece la tasa de actualización para la actividad de distribución en conformidad con lo establecido en el artículo 79 de la Ley General de Electricidad, en el valor 7% real anual.

El Art 79 Ley General de Electricidad establece que:

“La tasa de actualización a utilizar en la referida ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo de capital que determine la Comisión mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país y que se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución; señalando además que en cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicaran estos últimos valores respectivamente.”

³⁹ Most Recent Quarter - MRQ

Para determinar la tasa de costo de capital se utilizó el modelo WACC/CAPM.

El beta desapalancado americano utilizado fue de 0,47 promedio de los betas de empresas distribuidoras de electricidad en EUA obtenido de Value Line⁴⁰.

Se agregó un 0,004 al beta en concepto de diferencia entre el enfoque regulatorio por Precio Máximo y Tasa de Retorno (Gran Bretaña - β_{GB} y Estados Unidos de América - β_{USA} , respectivamente). Este valor se obtuvo de la publicación de la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) "Electricity Distribution Price Control Review, Background information on the cost of capital" de Julio de 2009.

$$\beta_A = \beta_{GB} - \beta_{USA} = 0,004$$

La estructura de capital eficiente fue obtenida de un estudio de benchmarking⁴¹ realizado entre países con alto acceso al crédito (Australia, Gran Bretaña, Brasil) a países con acceso al crédito en niveles moderado a bajo, incluyendo casos de referencia regionales como el Salvador y Panamá. Su valor fue de 58% de deuda.

Considerando la tasa impositiva de Guatemala (Impuesto sobre la Renta - ISR) vigente para el periodo 2013-2019 y una se obtuvo el beta apalancado de Guatemala de 0,96.

Tabla 19: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico argentino en la revisión tarifaria del año 2013

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_U^{USA}	0,47	Value Line – Empresas distribuidoras	Promedio de los beta de las empresas	S/D
β_{ajuste}^{USA}	0,004	OFGEM - "Electricity Distribution Price Control Review, Background information on the cost of capital" de Julio de 2009.	N/A	S/D
$\beta_u^{USA\ final}$	0,474			
$\frac{w_d}{w_e}^{Guatemala}$	0,58	Benchmarking Internacional (OFGEM, IPART, ANEEL, Información de las empresas distribuidoras)	S/D	S/D
$T^{Guatemala}$	0,26	-	N/A	
$\beta_l^{Guatemala}$	0,96			

La fijación de los peajes de transmisión 2013-2015 expresa que se utiliza como tasa de actualización para la actividad la definida en la Resolución CNEE 263-2012.

⁴⁰ <http://www.valueline.com>. Para poder acceder a sus datos se debe pagar una suscripción.

⁴¹ Fuentes referidas: OFGEM, IPART, ANEEL, Información de las empresas distribuidoras.

4.5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) - Panamá

4.5.1. Transmisión de energía eléctrica

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 de 1997, específicamente en lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el artículo 96 del texto único de la Ley 6 expresa:

“Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa Transmisión. Para los efectos de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria”

Tabla 20: Tasa WACC del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013

Cuadro No. 2				
Valores base y banda resultante según Ley No. 6				
Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite superior
2.888%	7%	± 2%	7.888%	11.888%

Como elemento de juicio adicional se hizo un análisis de la tasa promedio ponderada utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WACC-CAPM. Con esta metodología se hizo un análisis de sensibilidad considerando diversos criterios, obteniendo siempre resultados inferiores al límite. El valor del WACC resultó por debajo del límite indicado en la Ley 6, y considerando el análisis adicional realizado respecto a la calidad del servicio y producto técnico durante el periodo anterior, se concluye que la tasa de retorno para el periodo tarifario 2013-2017 sea del 7,90%.

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente β para ETESA, se recurre, por comparación, a los valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos, donde se pueden obtener de varias fuentes, como por ejemplo, las firmas

especializadas Morningstar, Bloomberg, Merrill Lynch, etc. Se toma en este caso las estimaciones de Morningstar⁴² sobre actividades eléctricas (comprenden 35 empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica para la venta) agrupadas en el Código SIC (Standard Internacional Code) N° 491 con datos a diciembre de 2012. El valor adoptado es de 0,34.

No obstante, atendiendo a comentarios de ETESA, también se consideró la alternativa de utilizar el valor promedio estimado a partir de la información de Value Line publicada por Damodaran para el periodo 2009-2012 presentado en la siguiente tabla.

Tabla 21: Alternativa de ETESA para determinar el beta del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013

Nombre de la industria	Cantidad de empresas	Beta Promedio	D/E Ratio	Impuesto	Beta desapalancado
2012					
Electric Utility (Central)	20	0,57	85%	30,12%	0,36
Electric Utility (East)	17	0,43	67,90%	33,49%	0,29
Electric Utility (West)	15	0,58	81,37%	29,09%	0,37
Total Electric Utility	52				0,34
2011					
Electric Utility (Central)	21	0,75	86,16%	31,82%	0,47
Electric Utility (East)	21	0,7	66,16%	33,14%	0,48
Electric Utility (West)	14	0,75	84,54%	31,30%	0,47
Total Electric Utility	58				0,48
2010					
Electric Utility (Central)	23	0,78	96,84%	25,40%	0,45
Electric Utility (East)	24	0,73	75,73%	30,40%	0,48
Electric Utility (West)	14	0,75	83,18%	31,47%	0,48
Total Electric Utility	61				0,47
2009					
Electric Utility (Central)	23	0,79	102,89%	32,27%	0,47
Electric Utility (East)	24	0,73	75,74%	33,77%	0,49
Electric Utility (West)	14	0,75	89,99%	32,45%	0,47
Total Electric Utility	61				0,48

El promedio de los valores anuales arroja un valor de 0,44 para empresas reguladas por tasa de retorno.

Puede observarse que el valor estimado por Morningstar (datos de 35 empresas para diciembre de 2012) y el de Value Line para el año 2012 (datos de 52 empresas para todo el 2012) son idénticos: 0,34 en ambos casos.

El beta observado debe ser ajustado eliminando la parte del riesgo financiero y el tratamiento impositivo aplicado al endeudamiento con la siguiente formula:

⁴² Morningstar (Ibbotson Individual Reports and Statistics (SIC 491). Data as of December 31, 2012.

$$\beta_a^{EU} = \beta_e^{EU} / [1 + (1 - t) * \frac{D}{E}]$$

El valor adoptado del β de los activos (desapalancado) para las empresas de servicios públicos de electricidad de Estados Unidos es de 0,34 o 0,44 considerando Value Line. Sobre la base de dichos valores y utilizando la segunda fórmula se obtiene el β del equity (apalancado) conforme los parámetros considerados para la República de Panamá. Los componentes utilizados en la citada fórmula son:

- $\beta = 0,34$ ó $0,44$
- $t = 0,30$ Impuesto a la Renta vigente en República de Panamá
- $\frac{D}{E} = 50/50$ Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura de capital)

El rango de niveles de deuda usados por los distintos reguladores se encuentra entre el 50% – 65% de endeudamiento. Otros antecedentes al respecto son el 55% de endeudamiento utilizado en las dos revisiones tarifarias anteriores para ETESA y el 60% aceptado por la OFGEM para fijar las tarifas de transmisión en el periodo más reciente⁴³.

Al respecto es menester acotar que lo ideal sería proponer una estructura de capital óptima, es decir aquella que minimice el valor del WACC y por lo tanto maximice el valor de la empresa. Dado que la información disponible no permite obtener dicho valor, se considera como razonable una relación de endeudamiento del 50%, en función de la práctica regulatoria de otros países.

Los valores antes considerados tienen como fuente a los Estados Unidos, donde el mecanismo regulatorio se basa en garantizar una tasa de retorno (Rate of Return Regulation). En cambio, en la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos, similar al utilizado en Inglaterra. Se reconoce que este último mecanismo traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, en consecuencia corresponde ajustar el β por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios.

Así, tomando como referencia el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds⁴⁴, se calcula dicha prima como la diferencia entre el β (desapalancado de Inglaterra) y el β (desapalancado de Estados Unidos). OFGEM ha utilizado un valor de Beta apalancado, o Beta de los activos, del 0,95 en la revisión de transmisión más reciente. Desapalancándolo para la estructura de capital considerada y considerando la alícuota impositiva de Inglaterra (30%), se obtiene un valor para β de 0,463. A partir de ello el riesgo regulatorio, sería de 0,123 sobre el beta desapalancado de los Estados Unidos de 0,34 y 0,023 sobre el beta desapalancado de Estados Unidos de 0,44.

⁴³ "Finance Supporting de la RIIO-TI: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas" publicada por OFGEM el 17 de diciembre de 2012.

⁴⁴ Alexander, Mayer y Weeds; Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms (Banco Mundial, 1996).

Tabla 22: Beta del segmento de transmisión del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2013

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_l^{USA}	0,43 – 0,79	Value Line	Promedio	2009-2012
$\frac{w_d^{USA}}{w_e}$	0,68 – 1,03			
T^{USA}	0,25 – 0,33			
β_U^{USA}	0,44	Morningstar (Ibbotson Individual Reports and Statistics (SIC 491). Comprende 35 empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica.	N/A	31/12/ 2012.
	0,34			
β_{ajuste}^{USA}	0,123	OFGEM	Diferencia entre el beta desapalancado Inglaterra (0,463) y beta desapalancado Estados Unidos.	N/A
	0,023			
$\frac{w_d^{Panamá}}{w_e}$	0,50/0,50	ETESA-revisiones pasadas OFGEM	N/A	2012
$T^{Panamá}$	0,30	-	N/A	
$\beta_l^{Panamá}$	0,788			

4.5.2. Distribución de energía eléctrica

La Ley 6, en su artículo 98 señala lo siguiente:

“La Autoridad definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que la Autoridad defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.”

Para el cálculo de la tasa de retorno se simulaban dos escenarios uno alto y uno bajo, como resultado se obtuvo una tasa real antes de impuestos de 8,88% y de 6,49% respectivamente. Las tasas estimadas mediante el análisis de mercado con el método de cálculo de WACC es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación de la ley 6, por lo tanto no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza

el límite inferior de la banda de aceptación, es decir una tasa real antes de impuestos de 9,66 % para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2014 al 30 de junio de 2018.

Tabla 23: Tasa WACC del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	11.66
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	13.66
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	9.66
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA– WACC (%)	6.49-8.88

Para el cálculo del costo de capital propio se aplicó la metodología CAPM,

$$r_e = r_f + \beta * (r_m - r_f) + r_p$$

Para la determinación del riesgo sistemático o beta (β) se ha recurrido a estadísticas internacionales, y específicamente al mercado de Estados Unidos.

Para calcular el beta a aplicar para el caso de referencia se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado al que corresponden las betas estimadas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y, posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresario propuesto y la alícuota impositiva en Panamá.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

$$\beta_a = \frac{\beta_e}{1 + (1 - t) * \left(\frac{d}{E}\right)}$$

En el presente estudio se tomó como referencia el cálculo hecho por Value Line para distintas empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos (20 en total). Como resultado, el valor del beta sin apalancamiento (unleveraged beta o beta del activo) da como resultado un valor de 0,38.

Para la determinación del costo de capital propio se consideraron dos escenarios de beta:

- i. Caso Alto: se incluyó un adicional en el beta por riesgo regulatorio. Los valores de beta fueron calculados en base al mercado de los Estados Unidos, donde la regulación se basa en el enfoque Cost Plus, mientras que en Panamá es de Ingreso Máximo Periódico (IMP).

Para estimar el riesgo regulatorio se utiliza el mismo método utilizado por la ASEP en la anterior revisión tarifaria de distribución: se calcula la diferencia entre el riesgo sistemático de la industria eléctrica en Estados Unidos, cuyo sistema regulatorio es cost plus, y el del Reino Unido, cuyo sistema regulatorio es price cap.

$$(\beta_{GB} - \beta_{USA}) * \beta * (r_m - r_f)$$

Para el beta apalancado de distribución de electricidad del periodo 2010-2015⁴⁵ el OFGEM utilizó un valor de 0,97, una estructura de capital de 0,65 y un impuesto a la renta del 28%. Teniendo en cuenta estos datos, el riesgo regulatorio resultó de 0,03. De esta forma, el beta desapalancado resulta igual a 0,42.

- ii. Caso Bajo: no se incluyó un adicional por riesgo regulatorio. De esta forma, el beta desapalancado resulta igual a 0,38.

Para calcular el Beta del patrimonio ajustado por el apalancamiento asociado a empresas de distribución de energía eléctrica en Panamá, se consideró la tasa impositiva de 30% y una estructura de capital óptima (D/ D+E) de 50,0% en el Caso Alto y de y de 56,6% en el Caso bajo.

Al momento de definir la estructura de capital en el presente estudio se consideraron dos escenarios:

- i. Caso Alto: se consideró la estructura de capital considerada tasa de costo de capital aprobada para la actividad de transmisión de energía eléctrica del período 2013-2017 de 50,00%.
- ii. Caso Bajo: se optó por estimar la estructura de capital óptima a través de un análisis de benchmarking de valores utilizados por reguladores en revisiones tarifarias basadas en regulación por incentivos, y que utilizan una metodología CAPM/WACC para determinar la tasa de costo de capital.

Tabla 24: Benchmarking internacional para definir la EC del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014

Benchmarking de Estructura de Capital

Regulador	Valor [D/(D+E)]	Año
ANEEL (Brasil)	60%	2010
CREG (Colombia)	40%	2008
CNE (Guatemala)	58%	2012
OFGEM (Reino Unido)	65%	2014
AER (Australia)	60%	2009
PROMEDIO	56.60%	

Fuente: reguladores seleccionados

De esta forma, los resultados de Beta ajustado por apalancamiento óptimo en Panamá son, para cada escenario:

- i. Caso Alto: 0,71,
- ii. Caso Bajo: 0,73.

Tabla 25: Beta del segmento de distribución del sector eléctrico panameño en la revisión tarifaria del año 2014

Concepto	Valor	Fuente	Medida Central	Periodo
β_U^{USA}	0,38	Value Line. Comprende 20 empresas de la industria eléctrica de los Estados Unidos.	S/D	2014

⁴⁵ OFGEM (December 2009). Distribution Price Control Review. Final Proposal – Allowed Revenues and Financial Issues. Disponible en www.ofgem.gov.uk

β_{ajuste}^{USA}	Escenario Alto: 0,03	OFGEM	Diferencia entre el beta desapalancado Inglaterra (0,42) y beta desapalancado Estados Unidos.	2010-2015
	Escenario Bajo: 0	N/A	N/A	N/A
$\frac{w_d^{Panamá}}{w_e}$	Escenario Alto: 0,50	ASEP – revisión tarifaria transmisión	N/A	2013 - 2017
	Escenario Bajo: 0,566	Benchmarking Brasil, Colombia, Guatemala, Reino Unido y Australia.		2008-2014
$T^{Panamá}$	0,30	-	N/A	
$\beta_l^{Panamá}$	Escenario Alto: 0,71 Escenario Bajo: 0,73			

5. Capítulo 4: Comparación internacional

En el presente apartado se realiza una comparación de los resultados colectados durante el levantamiento de las prácticas regulatorias internacionales.

En primera instancia se presenta una tabla comparativa respecto de varios ítems a definir al momento de calcular el beta seguido de un análisis de cada uno de estos puntos. Finalmente se presenta una comparación de los valores de beta desapalancado y apalancado obtenido. Cabe destacar que, no en todos los ítems de comparación, fue posible obtener la información acerca de los estudios realizados, es por ello que algunos datos pueden estar faltantes.

El primer ítem de comparación se refiere al mercado de referencia utilizado, es decir, al país que se considera tiene un mercado de capitales maduro o lo suficientemente desarrollado como para determinar la variable β_e . En este punto también se describe el índice de mercado representante de los movimientos del mercado.

A seguir son definidos los condicionamientos que cada regulador estableció al momento de definir la muestra de empresas que participan del cálculo del beta, la cantidad de empresas participantes en cada estudio y, si el cálculo de los rendimientos de la empresa se realizó con el precio de cierre de la acción o el precio ajustado por dividendos. El precio ajustado por dividendos de una acción es el precio de cierre en cualquier día de negociación que fue alterado para incluir distribución de dividendos y acciones corporativas ocurridas antes de la siguiente apertura.

Los siguientes ítems corresponden a la serie de tiempo, específicamente la ventana de tiempo y la frecuencia de los rendimientos utilizados en el cálculo del beta. Respecto de este punto es importante aclarar que la mayoría de los reguladores al definir el beta se basan en

cálculos realizados por diferentes firmas internacionales que ofrecen sus servicios en cuanto al cálculo de este parámetro para distintas industrias, como ejemplos se puede citar Value Line, Morningstar (Ibbotson) y Bloomberg entre otras. En estos casos, la serie de tiempo describe los lineamientos de cada una de estas consultoras al calcular el parámetro y, a su vez, también expresa que periodo se tomó de esos “beta base” tomados de las firmas internacionales.

A continuación la comparación se focaliza en los ajustes aplicados sobre el beta, principalmente si se transforma el beta observado en esperado (Ver 3.4.1) y si se lo ajusta por diferencias de sistemas regulatorios (Ver 3.4).

Los últimos ítems de comparación se centran en la estructura de capital para desapalancar y re-apalancar el beta, es decir, para obtener el beta del activo y el beta del equity latinoamericano, respectivamente. La estructura de capital se refiere a la relación Deuda/ Patrimonio Neto o Deuda/ Activo que tiene una empresa.

Finalmente, se comparan los valores de beta definidos para cada estudio desarrollado, tanto para el beta del activo como para el beta del equity de los países donde se aplica el cálculo. Es interesante analizar el beta del activo o beta desapalancado para que la comparación sea limpia de los efectos que los impuestos y/o la estructura de capital latinoamericana puedan tener sobre el beta apalancado.

Estudio comparativo de cálculo del parámetro beta del modelo CAPM en el sector eléctrico regulado de países latinoamericanos

María José Rocha Martín

Tabla 26: Comparación de betas del sector eléctrico regulatorio de Latinoamérica

	Brasil - T - 2013	Brasil - D 2015	Brasil - GTD 2019	Col - T 2008	Col - D Price Cap 2008	Col - D Revenue Cap 2008	Col - D ZNI 2009	Col - D SIN - 2018	Arg - D 2016	Guate - DyT 2012	Pan - T 2012 - Base Value Line	Pan - T 2012 - Base Morningstar	Pan - D - Caso Alto 2013	Pan - D - Caso Bajo 2013
Mercado de Referencia - Índice de Mercado	EUA - S&P500	EUA - S&P500 (SPX)	EUA - S&P500 (SPXT)	EUA	EUA		EUA	EUA - S&P500	Global - S&P500 (SPXTR)	EUA - NYSE Composite	EUA - NYSE Composite	EUA	EUA - NYSE Composite	
Empresas - Precio de las acciones	Empresas que indican la actividad de transmisión, miembros del EEI con al menos 50% de sus activos en transmisión y/o distribución. Cantidad:15.	Empresas que actúan predominantemente en distribución. Cantidad: 27. - Precio de cierre	Empresas miembros del EEI con al menos 50% de sus activos en transmisión y/o distribución. Cantidad:15.	SIC 4911 "Electric Services"	SIC 4911 "Electric Services"		SIC 4911 "Electric Services"	Empresas que estén activas, domiciliadas en EUA y tengan actividades de distribución y transmisión. Cantidad: 23.	Reuters "Electric Utilities" - Precio de cierre	Value Line Empresas distribuidoras	Value Line "Electric Utilities" (Central, East and West)	Morningstar SIC 491. Cantidad: 35.	Value Line Empresas de la Industria Eléctrica. Cantidad: 20.	
Ventana de Tiempo	5 años	5 años	5 años	Basado en cálculo de Morningstar (5 años). Cuatro últimos trimestres del beta.	Basado en cálculo de Morningstar (5 años). Cuatro últimos trimestres del beta.		Basado en cálculo de Morningstar (5 años). Cuatro últimos trimestres del beta.	5 años	Basado en cálculo de Reuters (5 años)	Basado en cálculo de Value Line (5 años)	Basado en cálculo de Value Line (5 años). Últimos 4 años del beta.	Basado en cálculo de Morningstar (5 años). Último año del beta.	Basado en cálculo de Value Line (5 años)	
Frecuencia de los rendimientos	Semanal	Diario	Semanal	Mensual	Mensual		Mensual	Diario	Mensual	Semanal	Semanal	Mensual	Semanal	
Beta observado o beta esperado	Observado	Observado	Observado	Observado	Observado		Observado	Observado	Esperado	Observado	Observado	Observado	Observado	
Ajuste por regulación	No	No	No	No	Si		Si	No	No	Si	Si	Si	Si	No
Beta apalancado EUA	0,65	0,65							0,98					
Estructura de Capital EUA (D/E)	Valor de mercado y Deuda Líquida. 44%/56%	Valor de mercado y Deuda Total de las empresas de la muestra. 45%/55%	Valor de mercado y Deuda Líquida de las empresas de la muestra. GT 33,43% D 36,83%						Reuters "Industry Long Term Debt to Equity MRQ" 140%					
Beta desapalancado EUA	0,44	0,43	0,28	0,44	0,66	0,55	0,65	0,48	0,49	0,47	0,46	0,46	0,41	0,38
Promedio beta desapalancado	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Estructura de Capital Latam (D/E)	Datos de empresas transmisoras en Brasil licitadas con más de 5 años de operación. 60%/40%	Cuentas contables de empresas distribuidoras de Brasil. 48.7%/51.2%	Relación Deuda Neta/EBITDA. Prospecto de emisión de deuda de las empresas del sector eléctrico brasileiro.	Estados Financieros de las empresas de transmisión reportados en el SUI. 40%/60%	Estados Financieros de las empresas de distribución reportados en el SUI. 40%/60%		Estados Financieros de las prestadoras reportados en el SUI. 10%/90%	40%/60%	Benchmarking de empresas distribuidoras Latam (Quantum America) Pasivo Total/ Activo Total. 49.5%/50.5%	Benchmarking Internacional entre países con alto y bajo acceso al crédito (OFGEM, IPART, ANEEL, Información de las empresas distribuidoras). 58%/42%	Referencias de OFGEM y revisiones pasadas de ETESA. 50%/50%		Estructura de capital aprobada para transmisión en el período 2013-2017. 50%/50%.	Benchmarking de valores utilizados por reguladores que aplican regulación por incentivos y metodología WACC/CAPM (ANEEL, CREG, CNE, OFGEM, AER). 56.6%/43.4%
Beta apalancado LATAM	0,88	0,70	GT 0,3662 D 0,3809	0,64	0,95	0,80	0,70	0,68	0,80	0,96	0,79	0,79	0,71	0,73
Promedio beta desapalancado	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778

5.1. Proxy de la cartera eficiente

En todos los países relevados se tomó como referencia el mercado de Estados Unidos. La excepción es el ENRE de Argentina donde se basaron en el valor expresado por Reuters para las Electric Utilities; el beta de Reuters es global es decir, está basado en distintos mercados del mundo como Tokyo Stock, New York Stock Exchange, London Stock Exchange Bombay Stock Exchange, etc.

En Panamá y Guatemala, donde se aplica el ajuste por regulación, se recurre al mercado británico pero únicamente para calcular el diferencial existente entre enfoques regulatorios. De esta manera, la diferencia entre el beta británico (regulación por precio máximo) y el americano (regulación por tasa de retorno) se aplica como ajuste regulatorio.

El índice de mercado utilizado es principalmente el índice Standard and Poor's 500 (S&P500). El S&P500 es un índice ponderado por la capitalización de mercado de las 500 compañías más grandes que cotizan en la bolsa de la New York Stock Exchange (NYSE) y NASDAQ de los Estados Unidos. El índice es considerado como el más representativo del mercado de acciones estadounidenses de gran capitalización y el marcador de tendencias de la economía norteamericana. El S&P500 es utilizado en sus variantes con y sin ajuste por dividendos, denominados SPX y SPXTR respectivamente.

Guatemala y Panamá recurrieron a la fuente de Value Line para definir su beta y está consultora, para calcular el parámetro, utiliza el índice de NYSE Composite (NYA). Este índice mide el rendimiento de todas las acciones que cotizan en la Bolsa de Nueva York. El índice incluye más de 1.900 acciones, 400 de las cuales son extranjeras (compañías de 38 países diferentes), por lo que representa más un índice global que de EE.UU.. El índice se calcula sobre la base del rendimiento del precio y el rendimiento total, que incluye dividendos.

5.2. Empresas comparables

Cada regulador al momento de definir la muestra de empresas que participan en la definición del beta comparable establece condicionantes y es posible observar que algunos organismos son más estrictos que otros.

Colombia (en los estudios de 2008 y 2009) y Panamá (al calcular el beta de transmisión basado en Morningstar) indican que las empresas participantes son las que responden al Standard Internacional Code (SIC) N° 4911 "Electric Services" (Servicios Eléctricos, traducido al español). Este código agrupa a empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica para la venta.

Por su parte, Argentina y Panamá (cuando define el beta de transmisión en base a Value Line) son un poco más concretos y recurren al sector de las "Electric Utilities" (Empresas Eléctricas de Servicios Públicos, traducido al español). Las empresas que integran el grupo de las Electric Utilities son definidas por Reuters para el estudio del regulador argentino y Value Line para el ente panameño.

Finalmente, Brasil y Colombia (en el estudio de 2018) son los más estrictos en cuanto a los condicionantes establecidos como por ejemplo, empresas que actúen predominantemente en las actividades de transmisión y/o distribución de energía eléctrica, que al menos el 50% de sus

activos estén destinados a dichas actividades o ser miembros de la Edison Electric Institute (EEI)⁴⁶.

Si bien las empresas americanas que participaron en la definición del beta no fueron explicitadas en todos los estudios, en los cálculos de Brasil y Colombia 2018 sí se presentó el listado y las mismas se resumen en la próxima tabla. La tabla contiene el ticker⁴⁷ y nombre de la empresa así como el detalle de en cuál de los estudios participó cada empresa según sea Brasil transmisión (Brasil T), Brasil distribución (Brasil D) y Colombia distribución (Colombia D).

Tabla 27: Empresas americanas seleccionadas para definir el beta del sector eléctrico de países latinoamericanos

Ticker	Nombre	Brasil T	Brasil D	Brasil TD	Colombia D	Total
AEE	Ameren Corporation	1	1	1	1	4
AEP	American Electric Power	1	1	1	1	4
EXC	Exelon Corporation	1	1	1	1	4
FE	FirstEnergy	1	1	1	1	4
PCG	PG&E Corporation	1	1	1	1	4
ED	Consolidated Edison		1	1	1	3
NEE	NextEra Energy, Inc.	1	1	1		3
PEG	Public Service Enterprise Group Incorporated	1	1	1		3
PPL	PPL Corporation		1	1	1	3
AVA	Avista Corporation	1	1			2
CNP	CenterPoint Energy			1	1	2
DUK	Duke Energy	1	1			2
ES	Eversource Energy			1	1	2
ETR	Entergy Corporation		1	1		2
ITC	ITC Holdings Corp.	1	1			2
NU	Northeast Utilities System	1	1			2
OGE	OGE Energy Corp		1	1		2
PNM	PNM Resources		1		1	2
POM	Pepco Holdings	1	1			2
POR	Portland General Electric	1	1			2
WR	Westar Energy, Inc	1	1			2
-	Central Hudson Gas & Electric Corp.	1				1
AES	Aes Corp				1	1
AGR	Avangrid				1	1
ALE	Allete		1			1
AWR	Amer States Water				1	1
CMN R	Commerce Energy				1	1

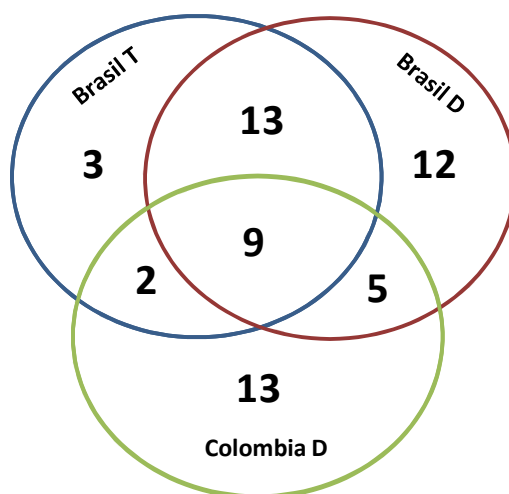
⁴⁶ El EEI es la asociación que representa a todas las compañías eléctricas propiedad de los inversores de Estados Unidos.

⁴⁷ El ticker es una abreviación usada para identificar unívocamente una acción que cotiza en bolsa.

CRGE	Clenergen Corp	1	1			
D	Dominion Energy	1	1			
EDE	-	1	1			
EIX	Edison International	1	1			
IDA	IdaCorp	1	1			
LNT	Alliant Energy Corporation	1	1			
MGEE	Mge Energy	1	1			
NRG	Nrg Energy	1	1			
NWE	NorthWestern Corporation	1	1			
OTTR	Otter Tail Corp	1	1			
PNW	Pinnacle West Capital Corporation	1	1			
SER	Sempra Energy	1	1			
SJI	South Jersey Industries	1	1			
UIL	-	1	1			
UTL	Unitil Corp	1	1			
VVC	Vectren Corp	1	1			
WEC	WEC Energy Group, Inc	1	1			
XEL	Xcel Energy Inc.	1	1			
		15	27	15	23	80

La siguiente figura indica cuantas empresas son compartidas por los estudios realizados. Por ejemplo, solo 9 (representa el 16%) fueron parte de los tres cálculos (Brasil T, Brasil D y Colombia D). En Brasil, 22 empresas (13+9) participaron en el sector de transmisión y de distribución. Entre los estudios de distribución (Brasil D y Colombia D) se comparten 14 empresas (9+5) quedando 12 exclusivamente seleccionadas en el estudio de Brasil y 13 en el de Colombia.

Figura 9: Cantidad de empresas americanas compartidas por los estudios realizados en países latinoamericanos



Respecto de los precios de las acciones utilizados para calcular los rendimientos de las empresas esta información sólo fue encontrada para Brasil (en distribución) y Argentina donde utilizaron precios de cierre sin ajuste.

5.3. Ventana temporal y frecuencia de la muestra

La serie de tiempo, se refiere a la ventana de tiempo y la frecuencia de los rendimientos utilizados en el cálculo del beta.

Como mencionamos previamente la mayoría de los reguladores al definir el beta se basan en cálculos realizados por diferentes firmas internacionales y, la serie de tiempo, describe los lineamientos de cada una de estas consultoras al calcular el parámetro.

La ventana de tiempo seleccionada es de 5 años. En cuanto a la frecuencia, predominan las series semanales, seguidas de diarias utilizadas en Brasil para distribución y Colombia (2018) y, sólo Reuters (en Argentina) calcula con datos mensuales.

5.4. Ajustes sobre el beta

Este apartado se focaliza en los ajustes aplicados sobre el beta, principalmente si se transforma el beta observado en esperado y, si se lo ajusta por diferencias de sistemas regulatorios.

El único regulador que pasó de beta histórico a esperado es el de Argentina, el resto de los entes utilizó el observado.

En cuanto al ajuste por diferencias de regulación los resultados son bastante parejos, prácticamente el 50% de los casos aplica ajuste y el otro 50% no. Sin embargo, los ajustes que se aplicaron son bastante diferentes entre los reguladores.

La CREG (Colombia) propuso en 2008 y 2009, para la actividad de distribución en el Sistema de Transmisión Regional y Zonas No Interconectadas reguladas por precio máximo, adicionar al factor beta el valor de 0,22. Este valor fue tomado del estudio elaborado por Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial, publicado en 1996, "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison" que determinó que los betas de activos de las empresas de electricidad reguladas por precio máximo son superiores a los del mismo sector pero reguladas por tasa de retorno. Por otro lado, para la distribución en el Sistema de Transmisión Nacional remunerado con metodología de ingreso regulado la CREG adicionó el 50% del valor de Mayer, es decir 0,11, ya que los ingresos son independientes de la demanda y los agentes no ven afectados directamente estos ingresos por las pérdidas de energía que se puedan presentar en su sistema.

La CRE de Guatemala agregó un 0,004 al beta en concepto de diferencia entre el enfoque regulatorio por precio máximo y tasa de retorno (beta de Gran Bretaña - β_{GB} y de Estados Unidos de América - β_{USA} , respectivamente). El beta británico fue obtenido de la publicación del regulador británico, la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), "Electricity Distribution Price Control Review, Background information on the cost of capital" de Julio de 2009.

En la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos. La ASEP basándose en el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds también calcula el adicional regulatorio como la diferencia entre el β desapalancado de Inglaterra y el β desapalancado de Estados Unidos. Para la actividad de transmisión tomó como referencia el beta calculado por la OFGEM en la revisión de dicha actividad más reciente de 0,463. Dado que Panamá calculó dos betas equity americanos - uno en base a Value Line de 0,44 y, otro en base a Morningstar de 0,34 - los ajustes regulatorios adicionados son de 0,023 y 0,123 respectivamente. Para la actividad de distribución el β desapalancado de Inglaterra tomado como referencia fue el publicado por la OFGEM en diciembre de 2009 “Distribution Price Control Review. Final Proposal – Allowed Revenues and Financial Issues.” del periodo 2010-2015 de 0,42 donde finalmente el riesgo regulatorio resultó en 0,03.

En resumen, los tres reguladores que aplican ajuste regulatorio se basan en el estudio de Mayer, sin embargo Colombia aplica directamente el valor al cual arriba el estudio del Banco Mundial, mientras que Guatemala y Panamá básicamente aplican el beta desapalancado británico, ya que el ajuste que aplican es el diferencial entre el beta americano y el británico.

5.5. Estructura de capital

La estructura de capital se refiere a la proporción en la que una empresa se encuentra financiada con deuda y con capital propio.

La estructura de capital americana utilizada para desapalancar el beta equity sólo pudo obtenerse de los ejemplos de Brasil y Argentina, siendo:

- En Brasil para transmisión 2013, se utilizó la relación entre la deuda neta y el valor de mercado, y para distribución 2015, la deuda total de las empresas distribuidoras que fueron seleccionadas para integrar el cálculo del beta. El porcentaje de deuda definido fue de 45% promedio. El cálculo de la estructura de capital de 2019 se definió en base a dos indicadores (Deuda Neta/EBITDA = 2,5X y Deuda Neta/Activo Inmovilizado en Servicio) donde uno es el input del otro y define la relación D/A en base a valores teóricos o esperados por el mercado en vez de la estructura de las propias empresas reguladas.
- El ENRE (Argentina) desapalancó el beta con la estructura del sector (Long Term Debt to Equity - Most Recent Quarter, Relación Deuda de Largo Plazo y Patrimonio Neto - último trimestre), valor calculado por Reuters. La relación deuda /equity del sector asciende a 140%.

Al momento de definir la estructura de capital latinoamericana se observan dos posturas, basarse en la realidad de las empresas o definir una estructura ideal del sector.

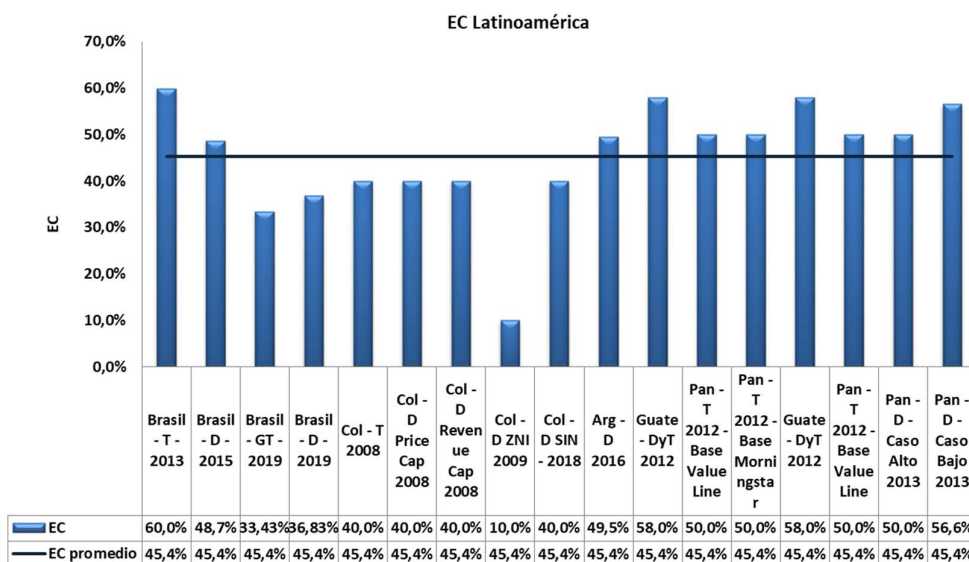
La primera postura consiste en analizar la realidad financiera del sector en el país donde se realiza el cálculo. Por ejemplo, Brasil define la deuda en función de los datos reales de las empresas de cada sector. De la misma manera Colombia en los estudios de 2008 y 2009 se basa en los estados financieros reportados por los prestadores de cada sector y zona.

La otra alternativa se basa en recurrir a un benchmarking internacional de países con situaciones análogas, sea por la región o por las condiciones de regulación. Argentina define una estructura óptima en base a la realidad de 52 distribuidoras latinoamericanas para el año

2014. Guatemala realiza un benchmarking más generalizado incluyendo datos de países con alto, medio y bajo acceso al crédito como Australia, Gran Bretaña, Brasil, El Salvador y Panamá. Panamá para distribución (caso bajo de beta) se basó en estructuras de capital utilizadas por reguladores que aplican regulación por incentivos y metodología WACC/CAPM para el cálculo de la tasa de costo de capital (Brasil, Colombia, Guatemala, Reino Unido y Australia). La ASEP (Panamá) para transmisión realizó un benchmarking más simple donde recurrió a los valores utilizados en revisiones pasadas y comparó con resultados de la OFGEM (este valor fue utilizado para definir la estructura de capital de distribución caso alto).

La siguiente figura resume los valores de deuda utilizados por los reguladores para re-apalancar el beta.

Figura 10: EC definida por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano para determinación de la tasa de remuneración regulatoria

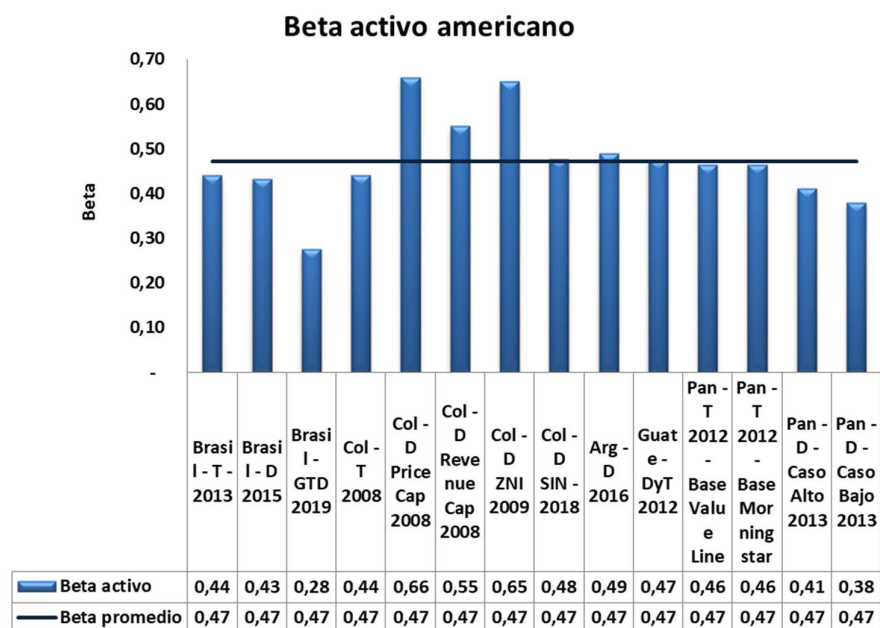


La mayor participación de deuda se da en el cálculo de transmisión de Brasil con un 60% y la menor es para distribución de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas de 10% en Colombia. El promedio se sitúa en una participación del 45,4% de la deuda en el activo total.

5.6. Beta del activo o beta desapalancado

La siguiente figura compara los valores del beta del activo, también llamado beta desapalancado de todos los reguladores y sectores relevados.

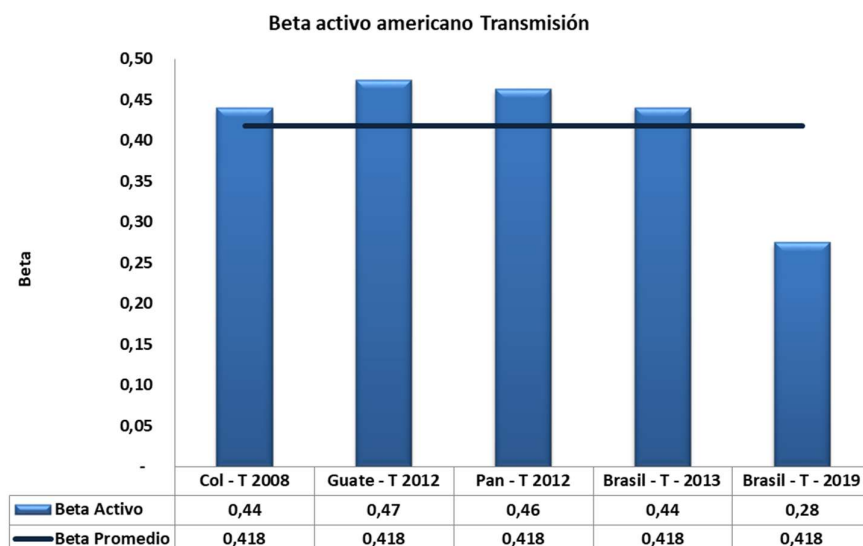
Figura 11: Beta del activo americano definida por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano



Los mayores betas de 0,66 y 0,65 corresponden a cálculos de la CREG (Colombia) para la actividad de distribución en el Sistema de Transmisión Nacional y Zonas No Interconectadas. El menor valor de 0,28 corresponde al cálculo de Brasil de 2019 para los tres segmentos eléctricos. En promedio, el beta desapalancado es de 0,47.

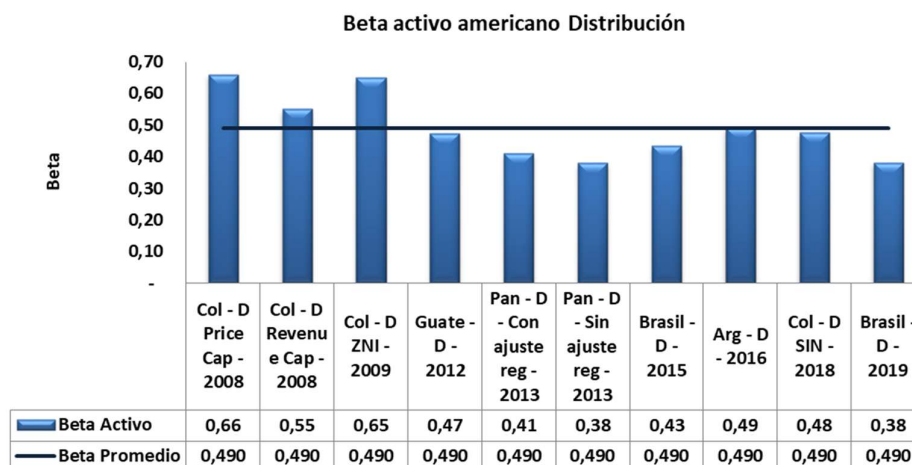
En la siguiente figura se representan sólo los betas de la actividad de transmisión correspondientes a los reguladores de Guatemala, Panamá, Brasil y Colombia. El rango de los valores del beta es muy estrecho entre 0,44 y 0,47 a excepción del último cálculo del regulador brasilero. El promedio es de 0,418 para la actividad de transmisión.

Figura 12: Beta del activo americano definido por diferentes reguladores del segmento de transmisión del sector eléctrico latinoamericano



Para el caso de distribución la amplitud de valores es mayor, donde los valores oscilan entre 0,66 a 0,28 con un promedio de 0,490 como muestra la figura siguiente.

Figura 13: Beta del activo americano definido por diferentes reguladores del segmento de distribución del sector eléctrico latinoamericano

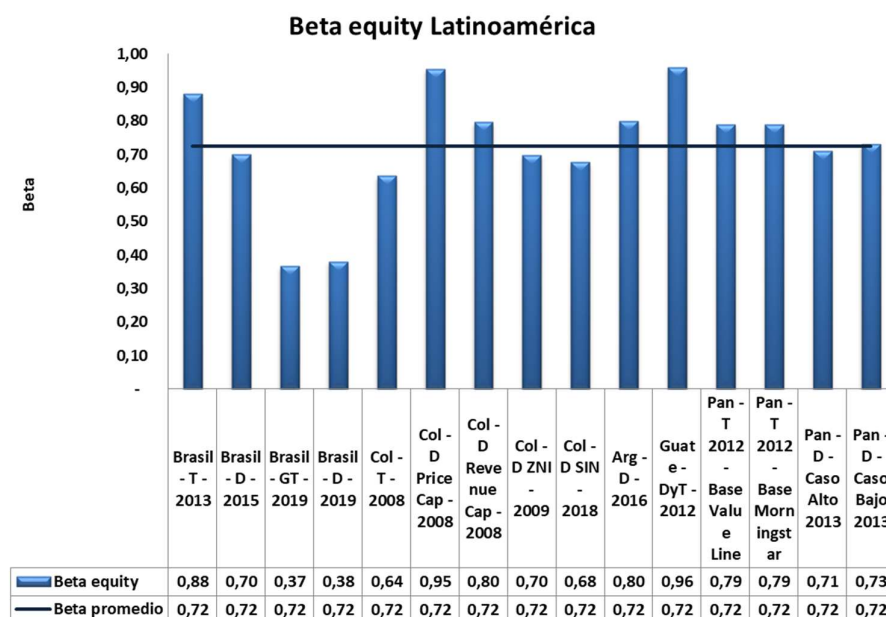


En resumen, de los valores relevados del sector eléctrico latinoamericano el beta promedio del sector de distribución es 0,072 superior al beta promedio del sector de transmisión (0,490 vs 0,418).

5.7. Beta del equity Latinoamérica

El beta del equity latinoamericano surge de re-apalancar el beta del activo con la estructura de capital latinoamericana. Es importante destacar que los impuestos de cada país están incidiendo sobre los resultados presentados.

Figura 14: Beta del equity latinoamericano definido por diferentes reguladores del sector eléctrico latinoamericano



El máximo beta registrado es el de Guatemala aplicado en transmisión y distribución de 0,96, mientras que el menor valor es el de Colombia para transmisión de 0,64. El beta equity promedio es de 0,778.

6. Capítulo 5: Impacto del mercado americano en la rentabilidad del sector eléctrico regulado latinoamericano

El sector eléctrico americano es utilizado como referencia por los reguladores de los países latinoamericanos para determinar el riesgo del negocio al momento de definir la tasa de remuneración regulatoria. Sin embargo, el mercado americano presenta dos particularidades que se consideran, deben ser salvadas previa determinación del beta de los países en desarrollo para evitar afectar la rentabilidad del sector.

La primera particularidad, se refiere a la caída constante, desde el año 2010, del valor del beta del sector eléctrico americano, desarrollada en el ítem 6.1. La segunda (ítem 6.2), es uno de los interrogantes que está cobrando fuerza en el sector regulado: conseguir diferenciar los betas del segmento de transmisión y distribución ya que, por lo general, las empresas de referencia americanas seleccionadas para determinar el valor del beta se encuentran verticalmente integradas y, en consecuencia, el riesgo del negocio definido termina siendo un híbrido del riesgo de diversos segmentos (generación, transmisión y distribución) e incluso de diversos sectores (eléctrico, gas natural, saneamiento, etc.).

Luego del desarrollo de estas dos situaciones se presenta una metodología desarrollada por la consultora Quantum America⁴⁸ en colaboración con la empresa EDP⁴⁹ de Brasil presentada ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), regulador del sector eléctrico brasileiro, por medio de las contribuciones a los siguientes procesos:

- Audiencia Pública 009/2019: “Metodología de cálculo y actualización de la tasa regulatoria de remuneración de capital de los segmentos de distribución, transmisión y generación por cotas”⁵⁰.
- Consulta Pública 026/2019: “Definición de la metodología de cálculo y actualización de la tasa regulatoria de remuneración de capital para los segmentos de distribución, transmisión y generación por cotas”⁵¹.

La metodología tiene por objetivo ajustar el beta obtenido con variables norteamericanas a partir de los riesgos propios del sector para el cual se calcula el beta, así como, cuantificar el diferencial de riesgo entre los segmentos del mismo sector (transmisión y distribución). La propuesta metodológica está basada en el análisis de la dispersión de un índice cuantitativo compuesto de indicadores económico-financieros. El resultado obtenido es incorporado al cálculo del costo de oportunidad del capital propio, respetando los fundamentos teóricos del modelo CAPM.

6.1. Caída del beta del sector eléctrico americano

En los últimos años estamos presenciando la caída del beta del sector eléctrico americano. Debido a que el beta americano es utilizado como referencia en la mayoría de los casos presentados, es muy importante analizar cuidadosamente las causas de dicha caída para ver si realmente el sector eléctrico es un sector de menor riesgo o la caída del mismo responde a un problema de las informaciones utilizadas para su cálculo.

La siguiente figura presenta la evolución anual del período 2003-2018 del beta del sector eléctrico americano⁵² y, la línea negra, el valor medio del período. Considerando que el beta

⁴⁸ <https://quantumamerica.com/>. Empresa para la cual trabajo como consultora Senior y he participado en el desarrollo de la metodología.

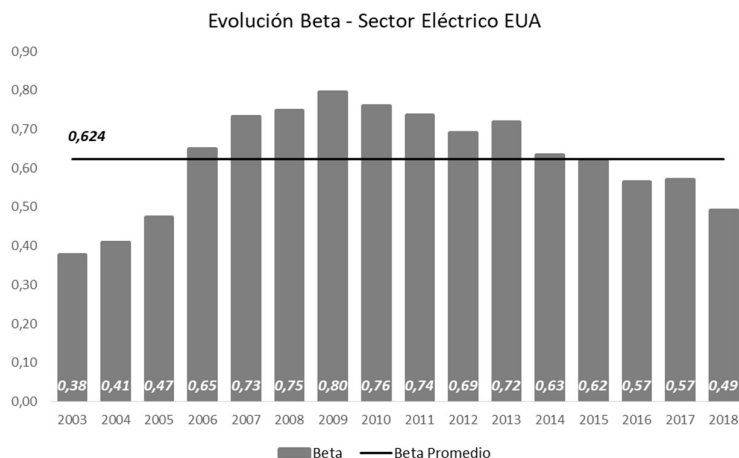
⁴⁹ <https://www.edp.com.br/>

⁵⁰ https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=32330&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp

⁵¹ https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=38918&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp

fue calculado con una ventana de 5 años entonces, por ejemplo, el valor de beta del año 2003 responde a los movimientos de mercado del período 1999-2003.

Figura 15: Evolución del beta americano del sector eléctrico regulado



Sabemos de 2.3 que el beta de una acción (β_i) se define como:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2} \quad (1)$$

Siendo,

- β_i = beta de la empresa.
- σ_{im} = covarianza entre el mercado y la acción.
- σ_m^2 = varianza de mercado.

Por su parte, la covarianza es el producto del coeficiente de correlación entre los rendimientos de mercado y la acción y los desvíos estándar de la acción y el mercado.

$$\sigma_{im} = \rho_{im} * \sigma_i * \sigma_m \quad (2)$$

⁵² El beta fue calculado para 15 empresas americanas cuyas acciones se comercializan en el mercado americano, miembros del *Edison Electric Institute* y el 50% de sus activos pertenecen a las actividades de distribución y/o transmisión de energía eléctrica. Las empresas que componen el beta son:

FE - FirstEnergy Corp.

EIX - Edison International

ES - Eversource Energy

ED - Consolidated Edison, Inc.

PPL - PPL Corporation

AEP - American Electric Power Company, Inc

CNP - CenterPoint Energy, Inc.

PCG - PG&E Corporation

OGE - OGE Energy Corp.

NEE - NextEra Energy, Inc.

EXC - Exelon Corporation

NEW - NorthWestern Corporation

PEG - Public Service Enterprise Group Incorporated

AEE - Ameren Corporation

ETR - Entergy Corporation

El cálculo fue realizado con datos de frecuencia diaria para ventana de 5 años.

Con:

- ρ_{im} = coeficiente de correlación entre los rendimientos del mercado y la acción.
- σ_i = desvío estándar de la acción.
- σ_m = desvío estándar del mercado.

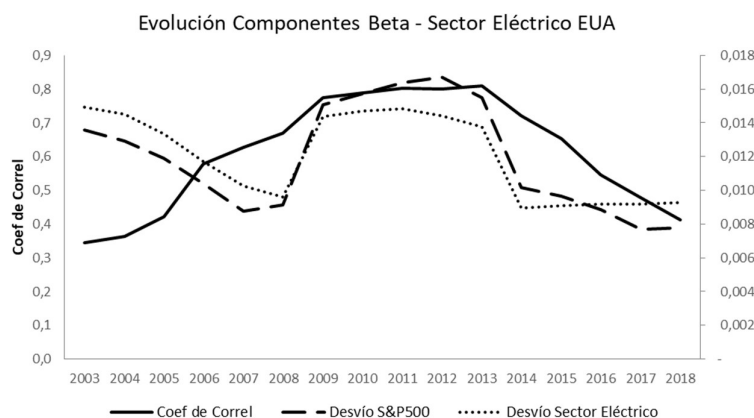
Substituyendo (2) en (1) obtenemos:

$$\beta_i = \frac{\rho_{im} * \sigma_i * \sigma_m}{\sigma_m^2} = \rho_{im} * \frac{\sigma_i}{\sigma_m}$$

Finalmente, el beta resulta del producto del coeficiente de correlación entre la acción y el mercado y la relación entre el desvío estándar de la acción en relación al desvío estándar del mercado.

La figura siguiente resume el coeficiente de correlación (línea continua); el desvío estándar del mercado (línea discontinua - medida en el eje derecho) y el desvío estándar del sector eléctrico (línea de puntos - medida en el eje derecho) que componen el beta del sector eléctrico de EUA.

Figura 16: Evolución de las componentes del beta americano del sector eléctrico regulado



Es posible observar que el valor del beta (Figura 15) acompaña la curva del coeficiente de correlación (Figura 16), cuando el coeficiente de correlación crece, también crece el valor del beta a valores muy similares al del coeficiente de correlación. Entonces, podemos concluir que la caída del beta se debe a la pérdida de correlación entre el sector de los servicios públicos eléctricos americanos y su mercado de capitales. Claramente, el término que más ruido introduce en el valor del beta es el coeficiente de correlación entre el activo y el índice de mercado. Debido a este hecho, algunos autores como Damodaran (1999)⁵³ proponen calcular el beta a través de la volatilidad relativa, esto es, la relación entre el desvío estándar del activo y la media del desvío estándar de todos los activos del mercado. En esta alternativa no es necesario estimar el coeficiente de correlación (obteniendo menor ruido), sin embargo, se supone que el riesgo del activo y del mercado están perfectamente correlacionados.

⁵³ Damodaran, A. (1999) "Estimating risk parameters", Stern School of Business, New York, 1999. <https://archive.nyu.edu/handle/2451/26789>

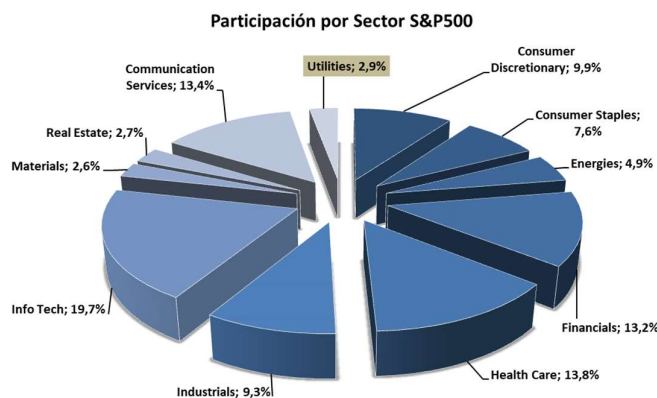
Es importante analizar el mercado y el sector en dicho periodo para explicar por qué el beta pasó de valores de 0,4 en el año 2003 hasta 0,8 en el 2009 y vuelve a caer a 0,5 en el año 2018.

La siguiente tabla presenta los sectores que integran el S&P500 (índice que representa el mercado), la cantidad de empresas que participan de cada sector, la participación que tiene cada sector en el mercado y el beta promedio del sector⁵⁴.

Tabla 28: Sectores del S&P500

Sector	Cantidad	Capitalización de Mercado	% Capitalización de Mercado S&P500	Beta Promedio
Consumer Discretionary	65	2 562 131 870	9,9%	1,02
Consumer Staples	33	1 961 453 971	7,6%	0,60
Energies	29	1 275 883 170	4,9%	1,30
Financials	68	3 392 756 896	13,2%	1,15
Health Care	62	3 552 933 239	13,8%	1,10
Industrials	69	2 394 437 411	9,3%	1,19
Info Tech	68	5 094 162 191	19,7%	1,21
Materials	25	657 892 039	2,6%	1,22
Real Estate	32	708 783 330	2,7%	0,74
Communication Services	26	3 458 533 373	13,4%	1,10
Utilities	27	740 352 289	2,9%	0,32
Total	504	25 799 319 779	1,00	1,07

Figura 17: Participación de los sectores en el S&P500



El sector de las Utilities⁵⁵ tiene una participación de 2,9% y, es uno de los sectores con menor participación en el mercado y menor beta (0,32). El sector con mayor participación de mercado es Info Tech con 19,7% y presenta uno de los betas más altos (1,21). Es interesante analizar el caso del sector de Materiales⁵⁶ que presenta características muy similares al sector

⁵⁴ <https://www.barchart.com/stocks/indices/sp-sector>. Datos de 26/02/2019.

⁵⁵ Este sector de las Utilities considera las empresas de servicios públicos eléctricos, de agua y gas natural.

⁵⁶ Este sector consiste en industrias de productos químicos, materiales de construcción, embalaje y metales y minerales.

de las Utilities (baja participación en el mercado y pocas empresas) pero un beta alto como el del sector Tecnológico.

En la siguiente tabla se comparan las componentes del beta de los sectores previamente mencionados: sector Eléctrico (contenido dentro de las Utilities), de Materiales e Info Tech calculada para el periodo 2014-2018.

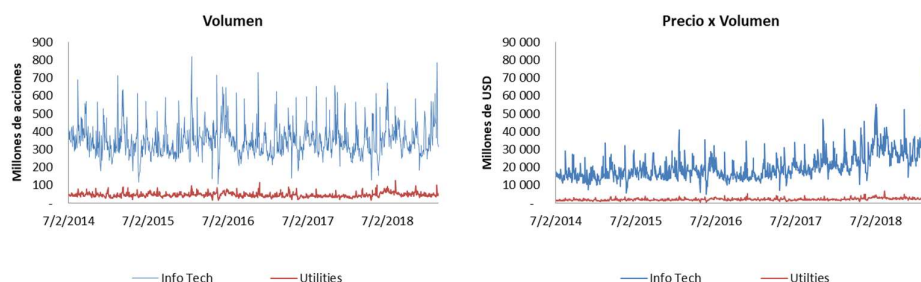
Tabla 29: Componentes del beta americano del sector eléctrico regulatorio, tecnológico y materiales

Sector	Coefficiente de correlación	Desvío Estándar del Sector	Desvío Estándar del Mercado
Eléctrico	0,412	0,0093	0,008
Tecnológico	0,591	0,0172	0,008
Materiales	0,556	0,0171	0,008

Vemos que, el desvío de los sectores Tecnológico y de Materiales es muy similar mientras que el desvío del sector Eléctrico es prácticamente la mitad. El coeficiente de correlación de los sectores con alto beta es superior a 0,55 en tanto que el sector Eléctrico presenta un coeficiente de 0,412. Esto explicaría porque, si bien el sector de Materiales tiene baja participación (similar a la del sector Eléctrico) presenta un beta del valor del sector Tecnológico, sector con la más alta participación del mercado.

En las siguientes figuras, vemos el volumen de acciones comercializadas y el valor comercializado (precio de la acción veces el volumen comercializado) en el sector de Info Tech y el de Utilities para el periodo 2014-2018.

Figura 18: Volumen de acciones y USD comercializados en el S&P500 del sector utilities e info tech



Las diferencias de magnitud entre un sector y otro es muy grande, donde las acciones y el monto económico comercializado del sector de las Utilities es aproximadamente el 10% en relación al sector Tecnológico, por lo que, es lógico que este último sea quien marque el rumbo del mercado americano.

Esta predominancia del sector Info Tech en el mercado, por sobre el sector de las Utilities, es visualizado claramente en la siguiente figura donde se presenta la evolución de: el índice de mercado del sector Tecnológico (Index S&P500 Tech – línea negra), el sector de las Utilities (Index S&P500 Utilities – línea gris) y del mercado en general desde el año 2000 (Index S&P500 – línea roja medida sobre el eje de la derecha).

Figura 19: Evolución índices S&P500, utilities e info tech



La gráfica representa claramente como el S&P500 sigue el comportamiento del sector tecnológico desde el año 2000 y que, la evolución del sector de las Utilities es mucho menos representada en el índice total. Al observar conjuntamente las Figura 16 y Figura 19 vemos que el coeficiente de correlación del sector Eléctrico cae cuando el sector Tecnológico despega y, el mercado sigue fuertemente el comportamiento de este último. Adicionalmente, cuando el mercado cayó drásticamente en el período 2006-2010 (Figura 19) fue cuando se percibieron los mayores valores de beta del sector Eléctrico (Figura 15) como consecuencia de la aproximación de los retornos del mercado a los retornos del sector de las empresas de servicio público.

Esta relación entre los eventos del mercado americano y el beta de sectores más maduros fue analizado por McKinsey (2003)⁵⁷, quien muestra cómo la burbuja.com (Bubble dot.com⁵⁸), fenómeno que se dio entre 1997 y 2001, afectó negativamente el beta de industrias maduras americanas. Estas industrias que ya existían, antes del importante crecimiento de las acciones de empresas tecnológicas, representaban una parte mayor del mercado de capitales de los EUA. El crecimiento del sector de Tecnología paso a tener mucho peso en el mercado americano y, consecuentemente, en los índices de los Estados Unidos. Como los retornos de esta nueva industria no estaban muy correlacionados con los retornos de las industrias maduras, los betas de estas últimas comenzaron a caer. De hecho, lo mismo aconteció durante

⁵⁷ Annema and Goedhart, "Better Betas", McKinsey on Finance (Winter 2003)

⁵⁸ Bubble dot.com es un término que se refiere a un período de crecimiento de los valores económicos de las empresas ligadas a Internet. Esta tendencia económica especulativa muy fuerte ocurrió entre 1997 y 2001.

la crisis financiera de 2007-2009, en que empresas con elevado apalancamiento estaban conduciendo el mercado a la baja y, las empresas con bajo apalancamiento vieron disminuir sus betas en relación al S&P500 una vez que sus retornos estaban perdiendo correlación con el mercado.

El mismo análisis es realizado por Wiley (2015)⁵⁹ que expresa que, al final de la década de los 90 el mercado de capitales creció dramáticamente, pero ese aumento se limitó a las acciones de las empresas de gran capitalización⁶⁰ y a los sectores de telecomunicaciones, media y tecnología (comúnmente conocido como TMT). Históricamente, las acciones de la TMT contribuían con aproximadamente 15% del valor de mercado del S&P500. Entre 1998 y 2000, ese porcentual subió para 40% y, como la cartera de mercado cambió, lo mismo aconteció con los betas de la industria. Con el colapso del sector de TMT en 2001, las acciones de la TMT retornaron a su proporción original de mercado global.

En resumen, el principal motivo de la caída del beta del sector Eléctrico es debido a la pérdida de correlación entre el sector y el mercado, originado por la alta participación de otros sectores que presentan mayor variabilidad de sus rendimientos como el Tecnológico. Es decir, la caída del beta no es consecuencia de la naturaleza del sector sino que está siendo afectado por la evolución del mercado de acciones. Para analizar si este fenómeno se repite en otros mercados del mundo, fueron analizados los sectores Eléctricos de mercados desarrollados europeos como el de Inglaterra y Francia⁶¹.

La desigualdad entre participaciones de los sectores es una particularidad del mercado americano, ya que, si bien la participación de las Utilities en los mercados de Inglaterra e Francia es de 2,0% e 3,3% (similar al mercado americano), el sector tecnológico no tiene tanto peso como en EUA con 13,1% y 6,1% para Inglaterra y Francia respectivamente. La evolución del beta de sector de las Utilities Eléctricas en los mercados de Europa, en el período 2003-2018 indica que, claramente, la caída del valor del beta equity desde el año 2010 está siendo un evento específico de EUA que no se replica en otros países.

Figura 20: Evolución del beta del sector eléctrico en mercados europeos desarrollados

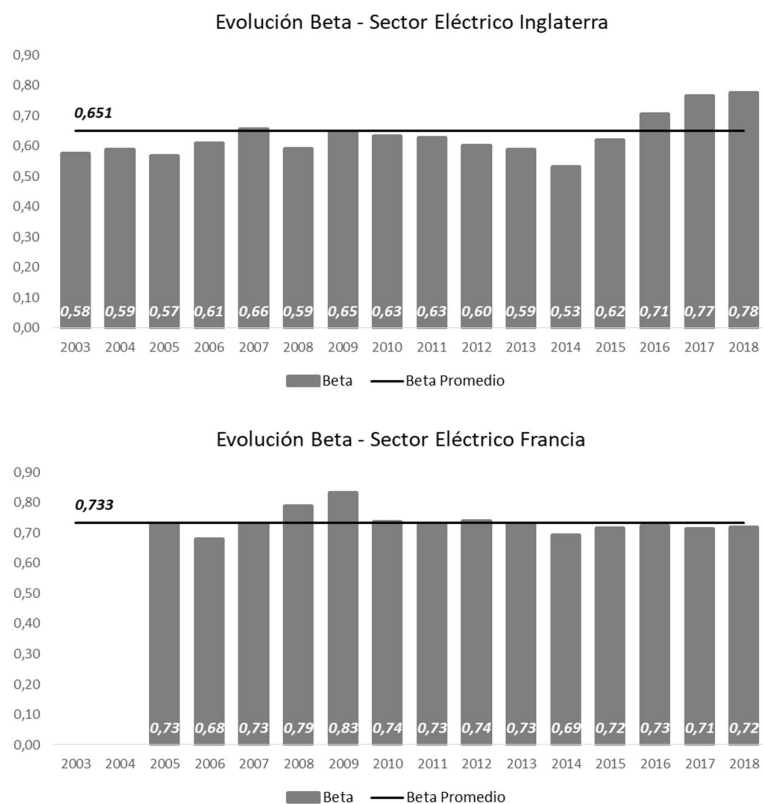
⁵⁹ Wiley, "Valuation Measuring and Managing the Value of Companies (2015)

⁶⁰ Empresas conocidas como Large Cap o Big Cap son aquellas grandes compañías con una capitalización de mercado de más de 10 billones.

⁶¹ El cálculo de los mercados europeos fue realizado teniendo como referencia las bolsas de Londres (FTSE) y Paris (EURONEXT Paris). Para eso, fueron levantados los datos de las empresas eléctricas y gas natural de cada mercado.

De la Bolsa de Londres fueron obtenidos los datos de la Scottish and Southern Energy (SSE), Céntrica PLC (CAN) y la National Grid (NG) para representar el sector de las Utilities, y el índice FTSE techMARK All-Share Index para el sector de las Tech y el FTSE All-Share Index para el índice de mercado.

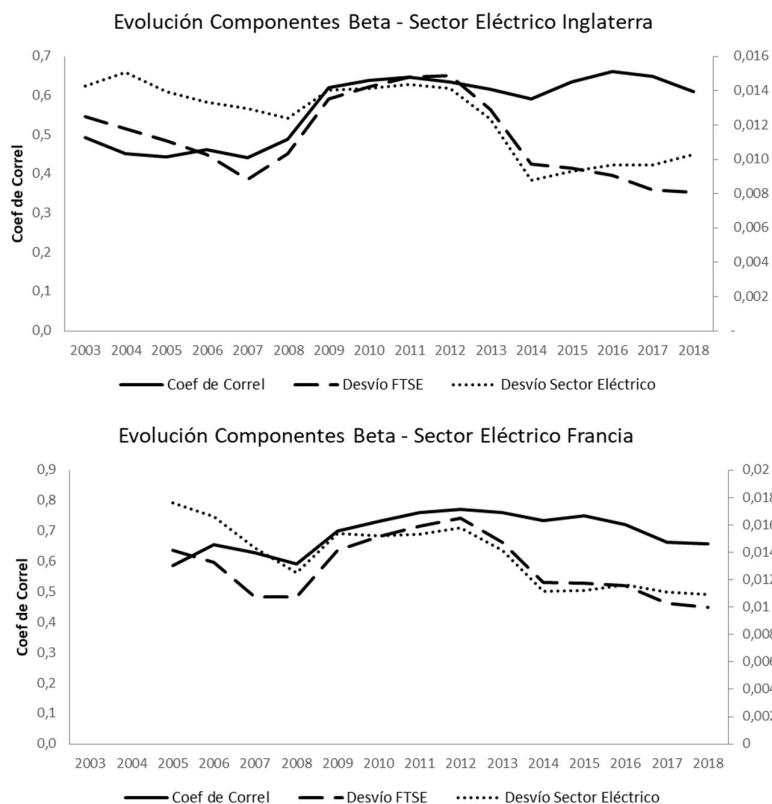
De la Bolsa de Paris las empresas Électricité de France (EDF), Elec.Strasbourg (ELEC) e Engie (ENGI) representan el sector eléctrico, las empresas que integran el sector tecnológico y comunicaciones (las más importantes Atos -ATO, Capgemini -CAP, Dassault Systemes- DSY e ST Microelectronics – STM) y el EURONEXT 100 para el mercado.



Mientras que el beta americano presenta un valor de 0,49 en el año 2018 (Figura 15), Inglaterra supera el promedio del período con un valor de 0,78 y Francia se localiza muy cerca de su valor medio con un valor de 0,72 para el mismo año.

Las siguientes figuras presentan la evolución de los componentes del beta del sector eléctrico para los mercados europeos.

Figura 21: Evolución de las componentes del beta del sector eléctrico en mercados europeos desarrollados



Es notable como los desvíos de mercado y del sector eléctrico presentan comportamientos similares en los tres mercados (Ver Figura 16), con máximos en el período 2008 a 2014. Por su parte, el coeficiente de correlación presenta tendencia creciente para Inglaterra y estable para Francia ubicándose en valores de 0,6 a 0,7 mientras que EUA tiene tendencia decreciente alcanzando el valor de 0,4 al final del período.

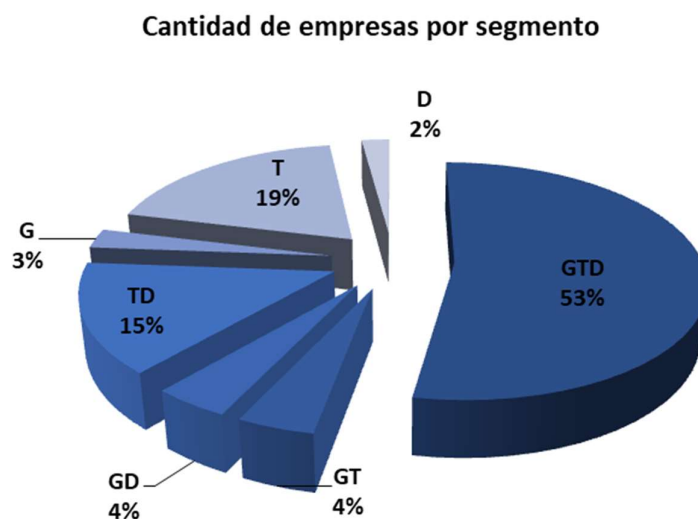
En resumen, confirmamos que el beta de las Utilities y, específicamente del Sector Eléctrico, está siendo afectado por la evolución del mercado de acciones americano consecuencia del crecimiento de sectores, como el tecnológico, que presentan mayor variabilidad de sus retornos en comparación con los retornos de industrias maduras y, alejan la correlación de estas últimas con el mercado. La caída del coeficiente de correlación del sector eléctrico con el mercado americano no es un comportamiento típico de sectores regulados ya que fue comprobado que, en mercados desarrollados como los de Inglaterra y Francia, la correlación entre el sector y el mercado es creciente o estable en valores de 0,6 a 0,7. Adicionalmente, por ser el beta americano la referencia que se utiliza en la determinación del CAPM de los sectores eléctricos regulados de varios países latinoamericanos como vimos en el apartado 4, un ajuste debe ser realizado para corregir el beta americano y así evitar trasladar este efecto específico del mercado americano a los países en desarrollo.

6.2. Análisis del sector eléctrico norte-americano

En el siguiente apartado se analiza la realidad del sector eléctrico norteamericano en base a la llamada verticalización del sector. Como se mencionó previamente, el sector eléctrico de EUA está ampliamente verticalizado, es decir, las empresas o holdings que se dedican al negocio eléctrico, en su mayoría, poseen activos en los diversos segmentos eléctricos (generación, transmisión y distribución). Por ello, al tomar los rendimientos de dichas empresas y compararlos con los del mercado, para calcular el beta que integra el CAPM de la tasa de retorno regulada, estamos calculando el riesgo del negocio eléctrico en su conjunto y no, el riesgo del segmento eléctrico específico.

De la base de datos obtenida de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) fue analizada la base de activos de 192 empresas del sector de servicios públicos norteamericano (servicios eléctricos y de gas natural). Para ello, se analizaron los montos declarados en USD en activos por segmento de cada compañía. La siguiente figura resume en porcentajes la cantidad de empresas que poseen activos en los tres segmentos (GTD), dos segmentos (GT y TD) y en solo un segmento (G, T o D).

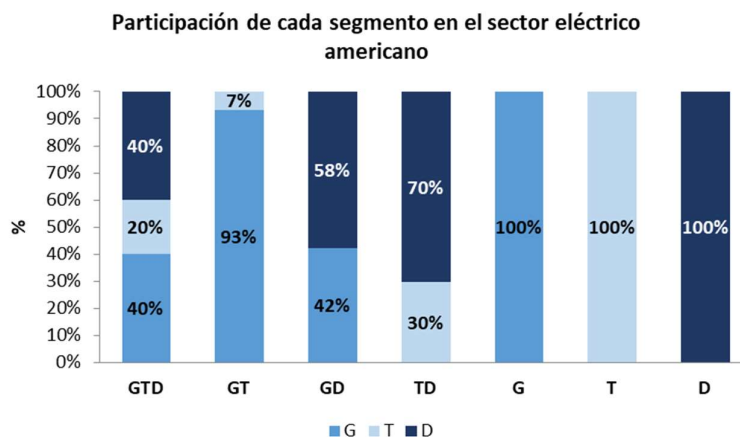
Figura 22: Cantidad de empresas por segmento del sector eléctrico americano



Un 53% de las empresas de la base presentan activos en los tres segmentos, seguido de un 19% que solo posee activos en transmisión y un 15% en transmisión y distribución. Un 4% de las empresas reparten sus activos entre generación y distribución. También, un 4% entre generación y transmisión. Un 3% de las empresas poseen únicamente activos en generación, y por último, un 2% sólo posee activos en distribución.

La siguiente figura muestra en promedio cuánto participa cada segmento en aquellas empresas del sector eléctrico que se encuentran verticalizadas.

Figura 23: Participación de cada segmento en el sector eléctrico americano



En promedio, de las empresas que participan en los tres sectores el 40% de sus activos pertenecen a generación, otro 40% a distribución y el 20% restante a transmisión. De las empresas que participan simultáneamente en los sectores de generación y transmisión el 93% de los activos son destinados a generación. Aquellas que participan en generación y distribución tienen sus activos más equilibradamente repartidos con un 58% para generación y un 42% para distribución. Por último, las empresas que comparten transmisión y distribución tienen la mayoría de sus activos en distribución (70%).

En resumen, con lo desarrollado previamente, podemos comprobar que el beta del sector eléctrico americano utilizado como base para definir el riesgo del negocio de los segmentos de distribución y transmisión regulado de países latinoamericanos está compuesto por empresas que participan en los tres segmentos y, es necesario diferenciarlos para reconocer el verdadero riesgo de cada segmento.

El segmento de distribución es naturalmente más riesgoso que el de transmisión, principalmente porque el modelo de regulación aplicado en el segmento de distribución es de Price Cap donde el único riesgo cubierto es el precio o tarifa mientras que en el segmento de transmisión, que se regula por Revenue Cap, además del precio está cubierta la demanda. El segmento de distribución está expuesto, además a otros riesgos como el de pérdidas no técnicas, la incobrabilidad de sus usuarios, mayor cantidad de activos necesarios para prestar los servicios (por lo general mayor cantidad de kilómetros de red necesarios para llegar al consumidor), mayor cantidad de personal requerido para operar y mantener las redes con lo que aumenta la necesidad de gestión y administración por parte de la empresa, la incorporación de actividades comerciales masivas como atención comercial, call center, distribución de avisos y facturas, servicio técnico domiciliario entre otras.

6.3. Metodología Quantum America

La siguiente metodología desarrollada por la consultora Quantum América en colaboración con la distribuidora de energía eléctrica de Brasil EDP busca dar una solución a las dos particularidades del sector eléctrico norte-americano presentadas previamente: la

constante caída del beta del sector desde 2010 y, la verticalización de las empresas lo que no permite calcular un beta diferenciado por segmento.

La metodología presentada a continuación se desarrolló para el cálculo de la tasa de remuneración del sector eléctrico regulado brasileiro, sin embargo, puede ser aplicada en cualquier otro país en desarrollo.

Esta metodología se divide en dos partes, primero se calcula un beta local o nacional tomando como base el beta del sector eléctrico americano y, una segunda etapa, se diferencia el beta local/nacional por segmento eléctrico.

La metodología escogida para la diferenciación de los betas se basa en la determinación de un índice cuantitativo llamado Índice de Riesgo Relativo (IRR), el cual se compone de indicadores económico-financieros calculados para el periodo 2011-2017 de empresas del sector eléctrico norte-americano y brasileiro y, de los segmentos de generación por cotas, transmisión y distribución de Brasil. Todos los datos de las empresas provienen de distintas fuentes públicas: la información del sector eléctrico norteamericano⁶² fue levantada de la base de la Federal Energy Regulatory Commission – FERC y, para el sector brasileiro, tomados de la Central de Informações Econômico-Financeiras do Setor Elétrico – CIEFSE y de la Base de Indicadores de la Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. El resultado obtenido es incorporado al cálculo del costo de oportunidad de capital propio, respetando los fundamentos teóricos del modelo CAPM.

Los indicadores de sustentabilidad económico-financieros utilizados para la construcción del IRR se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 30: Indicadores económico-financieros que componen el IRR.

Indicador	Descripción
EBIT/AT	Resultado antes de intereses e impuestos / Activo Total
EBIT/V	Resultado antes de intereses e impuestos / Ventas
V/ AT	Ventas / Activo Total

6.3.1. Indicador de Desempeño Económico-Financiero (IDEF)

Para determinar el IRR primero fue construido un índice compuesto a partir de los indicadores presentados en la tabla anterior. Los indicadores fueron ponderados aplicando la técnica de Componentes Principales. El índice propuesto es una combinación lineal de los componentes principales que explican la mayor proporción de variación total.

Los pasos para calcular los componentes principales son (Vasconcelos, 2006):

- Calcular la matriz de covarianza de los datos.
- Obtener los autovectores e autovalores de la matriz de covarianza en el modelo de componentes principales.
- Calcular el porcentual acumulado de cada componente principal (CP).
- Calcular el CP con la siguiente formula:

⁶² Empresas que pertenecen a la Edison Electric Institute (EEI), asociación que agrupa todas las compañías eléctricas privadas norte-americanas.

$$CP_{in} = P_{i1}X_{in} + P_{i2}X_{in} + \dots + P_{ik}X_{kn}$$

Siendo,

- CP_{in} : Componente principal i para la ene-sima observación.
- $P_{i1} \dots P_{ik}$: Contribución del componente principal i para cada indicador económico-financiero 1 ... k estandarizado.
- X_{in} : Valores de los k indicadores económico-financieros de la ene-sima observación.

Las contribuciones $P_{i1} \dots P_{ik}$ son los valores de los autovectores obtenidos para cada caso.

Para que el índice sintético propuesto capture la mayor variabilidad posible de las variables relevantes, son incluidos el primer y segundo componente principal. Para eso ambos componentes son ponderados siguiendo el criterio tradicionalmente utilizado de Peters y Butler (1970), garantizando que los componentes con una mayor variación explicada tengan una mayor ponderación en el índice "I".

$$I_n = a_1 CP_{1n} + a_2 CP_{2n}$$

Siendo,

$$a_1 = \frac{\sqrt{\lambda_1}}{\sqrt{\lambda_1 + \lambda_2}}; a_2 = \frac{\sqrt{\lambda_2}}{\sqrt{\lambda_1 + \lambda_2}}$$

- λ_1 : autovalor del componente principal 1
- λ_2 : autovalor del componente principal 2

El I_n se denomina Indicador de Desempeño Económico-Financiero (IDEF) y se calcula para el ámbito local (Brasil) y norte-americano, así como, para cada segmento del sector de energía eléctrica.

6.3.2. Ajuste del beta americano por los riesgos propios del sector en Brasil

A seguir son presentadas las tablas del IDEF para el periodo estudiado, comparando los indicadores norte-americanos con los indicadores brasileiros. Para que sea posible la comparación entre los diferentes países, los valores fueron estandarizados por la media del indicador en cada país.

Tabla 31: IDEF para empresas del sector eléctrico norte-americano

Año	EBIT/AT	EBIT/Ventas	Ventas/AT	CP1	CP2	IDEF
2011	1,06	0,93	1,13	1,21	0,09	1,30
2012	0,98	0,94	1,04	1,15	0,06	1,22
2013	1,02	0,96	1,05	1,18	0,06	1,24
2014	0,98	0,95	1,03	1,15	0,06	1,21
2015	0,99	1,02	0,97	1,16	0,03	1,19
2016	0,98	1,07	0,90	1,16	0,01	1,16
2017	1,00	1,13	0,88	1,19	-0,01	1,17
Promedio			1,00			1,21
Tercer Cuartil (Q3)						1,23
Primer Cuartil (Q1)						1,18
Cociente Intercuartílico (Q3/Q1)						1,04

Las columnas de los indicadores representan los valores promedio de las empresas de todo el sector en cada año dividido por el promedio total de cada indicador. La última columna contiene el IDEF por periodo.

Tabla 32: IDEF para empresas del sector eléctrico brasileiro

Año	EBIT/AT	EBIT/Ventas	Ventas/AT	CP1	CP2	IDEF
2011	1,83	1,62	1,18	1,84	-0,06	1,78
2012	1,29	1,12	1,20	1,41	0,06	1,47
2013	1,06	1,14	0,97	1,24	0,01	1,25
2014	1,13	1,20	0,98	1,30	-0,00	1,29
2015	0,70	0,81	0,90	0,93	0,06	1,00
2016	-0,05	-0,06	0,85	0,24	0,24	0,48
2017	1,05	1,17	0,93	1,24	0,01	1,23
Promedio			1,00			1,21
Tercer Cuartil (Q3)						1,38
Primer Cuartil (Q1)						1,11
Cociente Intercuartílico (Q3/Q1)						1,24

Determinados los valores de IDEF para cada periodo y país se propone utilizar el cociente intercuartílico (Q3/Q1)⁶³ como medida para el análisis de la dispersión ya que, la desviación estándar no es apropiado para muestras tan pequeñas (de 7 observaciones).

A seguir es calculada la razón entre la variabilidad del IDEF local y el IDEF americano el cual se denomina Índice de Riesgo Relativo (IRR).

$$IRR_{BR/EUA} = \frac{Volatilidad_{BR}}{Volatilidad_{EUA}} = \frac{Q3/Q1_{BR}}{Q3/Q1_{EUA}} = \frac{1,24}{1,04} = 1,19$$

Por medio de la relación entre las dispersiones de los IDEFs es posible concluir que las empresas del sector eléctrico brasileiro enfrentan, en promedio una volatilidad 19% superior en relación a las empresas en el mismo sector en los Estados Unidos, de forma que el IRR sería de 1,19. Dado que la volatilidad es un indicador del riesgo, este valor de 1,19 indicaría que el

⁶³ La utilización de ese cociente prescinde de la mitad de los datos, sea por su magnitud, sea por la escasez. Sin embargo, permite interpretar la dispersión de forma rápida, simple y con base a valores representativos de la serie (LLinàs, 1978).

sector eléctrico en Brasil presenta un riesgo 19% mayor al riesgo que asume una empresa del mismo sector pero en el país norteamericano. Los resultados son coherentes con la realidad ya que las condiciones macroeconómicas, financieras y político-sociales de ambos países son totalmente diferentes y decidir invertir en un mercado en desarrollo es siempre más riesgoso que hacerlo en uno robusto y desarrollado.

Definido el $IRR_{BR/EUA}$, el beta local es igual al beta norte-americano multiplicado por el $IRR_{BR/EUA}$.

$$Beta_{BR} = Beta_{USA} * IRR_{BR/USA}$$

Otra cuestión relevante para el análisis del beta es la diferenciación entre los segmentos, tratada a seguir.

6.3.3. Diferenciación del beta de los segmentos eléctricos

Los segmentos de transmisión y distribución también presentan riesgos diferentes y se entiende, que la dispersión sería mayor entre las distribuidoras por presentar diferentes riesgos regulatorios (Ver 3.4). Partiendo de la misma metodología usada para diferenciar los modelos americano y brasilero, es posible calcular los IDEF para las empresas de generación por cotas/transmisión y de distribución, así como el Índice de Riesgo Relativo (IRR) entre los segmentos.

Tabla 33: IDEF para empresas del sector eléctrico brasilero del segmento de generación por cotas/ transmisión

Año	EBIT/AT	EBIT/Ventas	Ventas/AT	CP1	CP2	IDEF
2011	1,39	1,27	1,12	1,56	-0,01	1,55
2012	1,17	0,97	1,25	1,39	0,08	1,47
2013	1,00	1,22	0,84	1,27	-0,04	1,22
2014	0,94	1,03	0,94	1,20	0,01	1,21
2015	1,05	1,04	1,04	1,29	0,03	1,32
2016	0,11	0,15	0,79	0,40	0,16	0,56
2017	1,33	1,33	1,02	1,52	-0,04	1,49
Promedio			1,00			1,26
Tercer Cuartil (Q3)						1,48
Primer Cuartil (Q1)						1,22
Cociente Intercuartílico (Q3/Q1)						1,21

Tabla 34: IDEF para empresas del sector eléctrico brasilero del segmento de distribución

Año	EBIT/AT	EBIT/Ventas	Ventas/AT	CP1	CP2	IDEF
2011	2,28	2,01	1,22	2,30	-0,15	2,15
2012	1,36	1,25	1,17	1,56	0,01	1,56
2013	1,09	1,12	1,04	1,34	0,01	1,36
2014	1,32	1,44	0,99	1,55	-0,06	1,49
2015	0,40	0,52	0,82	0,70	0,09	0,79
2016	-0,24	-0,29	0,89	0,11	0,27	0,38
2017	0,78	0,96	0,88	1,07	0,02	1,09
Promedio			1,00			1,26
Tercer Cuartil (Q3)						1,53

Primer Cuartil (Q1)	1,22
Cociente Intercuartílico (Q3/Q1)	1,62

Siendo el $IRR_{D/GT}$ el Índice de Riesgo Relativo entre los segmentos se tiene que:

$$IRR_{D/GT} = \frac{Q3/Q1_D}{Q3/Q1_{EGT}} = \frac{1,62}{1,21} = 1,34$$

El $IRR_{D/GT}$ sugiere que, en promedio, las distribuidoras están expuestas a un riesgo de rentabilidad y rotación de activos 34% superior en relación a las generadoras por cotas/transmisoras.

Sin embargo, no sería correcto multiplicar la razón por el beta nacional (beta americano x $IRR_{BR/EUA}$) para obtener el beta de la distribución, ya que la muestra nacional ya contiene empresas de distribución. El beta nacional está compuesto por el beta del segmento de distribución $Beta_D$ y el beta del segmento de generación por cotas/transmisión $Beta_{GT}$, ponderado por la participación de los activos de cada segmento en el sector (%D ; %GT)⁶⁴. De esa forma, se adopta un sistema de ecuaciones con dos incógnitas, tal como se detalla a seguir.

$$Beta_{BR} = Beta_{USA}^{65} * IRR_{BR/EUA}$$

$$Beta_{BR} = 0,275 * 1,19$$

$$Beta_{BR} = 0,328$$

$$Beta_{BR} = Beta_D * \%D + Beta_{GT} * \%GT \quad (1)$$

$$Beta_D = Beta_{GT} * IRR_{D/GT} \quad (2)$$

Substituyendo (2) en (1):

$$Beta_{BR} = Beta_{GT} * IRR_{D/GT} * \%D + Beta_{GT} * \%GT$$

$$Beta_{GT} = \frac{Beta_{BR}}{IRR_{D/GT} * \%D + \%GT}$$

$$Beta_{GT} = \frac{0,328}{1,34 * 0,558 + (1 - 0,558)}$$

$$Beta_{GT} = 0,276$$

$$Beta_D = 0,369$$

Con la metodología presentada el beta del segmento de generación por cotas y transmisión de Brasil es apenas superior al del sector eléctrico americano (0,276 versus 0,275) pero el beta del segmento de distribución es 34% al americano.

Una vez ajustado el beta desapalancado, por la incorporación de los riesgos propios de Brasil y de cada segmento, es posible calcular los betas apalancados para cada segmento.

Tabla 35: Betas equity del sector eléctrico brasileiro

⁶⁴ Se considera una participación de 55,8% de los activos del sector de distribución en el sector eléctrico brasileiro.

⁶⁵ El $Beta_{USA}$ es el valor propuesto por el regulador brasileiro en la Consulta Pública 026/2019 de 0,275. El valor fue determinado como el promedio de los betas individuales de 15 empresas del sector eléctrico americano que pertenecen al EEI donde, como mínimo, el 50% de sus activos pertenecen a los segmentos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Segmento	Beta Desapalancado	Deuda/Activo ⁶⁶	Tasa de impuestos	Beta Apalancado
Generación/Transmisión	0,276	33,43%	34%	0,368
Distribución	0,369	36,83%	34%	0,511

Estos valores de 0,368 y 0,511 son los betas equity ajustados por los riesgos propios del sector eléctrico brasileño y de cada segmento, utilizados para calcular el CAPM del segmento de generación/transmisión y distribución respectivamente.

7. Conclusión

Los servicios públicos constituyen monopolios naturales, por lo que sus actividades y rentabilidades deben ser reguladas. Para la regulación de sus retornos, las entidades reguladoras definen la tasa de remuneración de las empresas concesionadas con la finalidad de mantener la atraktividad del negocio garantizando la prestación del servicio con adecuados niveles de calidad y la cobranza de una tarifa justa a los usuarios del mismo.

Uno de los mayores desafíos en el cálculo de la tasa regulatoria es hallar la tasa de rendimiento esperada por los accionistas. Una práctica generalizada es recurrir al modelo de valuación de activos de capital (Capital Asset Pricing Model - CAPM) en búsqueda de una respuesta. De acuerdo con el CAPM, el rendimiento esperado es igual a la tasa de interés libre de riesgo (r_f) más una prima de riesgo que depende de la beta (β) y de la prima de riesgo del mercado (r_m).

El presente trabajo se centró en el cálculo del beta dentro del contexto del sector eléctrico regulado latinoamericano, es decir, de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica de países en desarrollo. El estudio se focalizó en las metodologías y prácticas aplicadas por cada regulador al momento de determinar el parámetro beta buscando coincidencias y diferencias entre las agencias, así como, entre los segmentos eléctricos (transmisión y distribución eléctrica) con la finalidad de diferenciar los riesgos de los negocios. Durante el estudio, se prestó especial atención a la imposibilidad de los reguladores latinoamericanos de utilizar el mercado local como referente por ser, en su mayoría, de pequeño volumen y baja liquidez y, recurrir a mercados internacionales (generalmente el norte-americano) con las particularidades que estos tienen e introducen en el cálculo de la tasa de remuneración.

Fueron analizadas las metodologías aplicadas por los siguientes reguladores:

- Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) – Brasil.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) – Colombia.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) – Panamá.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) – Argentina.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CRE) – Guatemala.

⁶⁶ La relación Deuda/Activo es el valor propuesto por el regulador brasileiro en la Consulta Pública 026/2019 para cada uno de los segmentos.

Uno de los primeros aspectos estudiados del beta fue la ventana temporal y frecuencia de la serie de tiempo utilizada para su estimación. No existen estándares establecidos en la elección del tamaño y frecuencia de la serie, pero si es interesante estudiar los cambios estructurales en el mercado antes de definir el periodo y su frecuencia. Se recomienda ajustar la serie frente a eventos no recurrentes para excluir, o reducir el efecto de períodos turbulentos del mercado. Por su parte, la frecuencia deber ser elegida en función de la liquidez del mercado y la acción (test de spread bid/ask por ejemplo), así como, el análisis de estadísticos como el R2 ajustado.

La mayoría de los reguladores al definir el beta se basan en cálculos realizados por diferentes firmas internacionales y, la serie de tiempo, describe los lineamientos de cada una de estas consultoras al calcular el parámetro. La ventana de tiempo seleccionada es de 5 años. En cuanto a la frecuencia, predominan las series semanales y mensuales, y en menor medida se recurrió a series diarias.

El siguiente aspecto está relacionado con los ajustes aplicados sobre el beta. El único regulador que pasó de beta histórico a esperado es el de Argentina, el resto de los reguladores utilizó el observado. En cuanto al ajuste por diferencias de regulación, prácticamente el 50% de los casos aplica dicho ajuste y el otro 50% no. Sin embargo, los ajustes que se aplicaron son bastante diferentes entre los reguladores. Los tres reguladores que aplican ajuste por riesgo regulatorio se basan en el enfoque de Mayer, sin embargo, Colombia aplica directamente el valor al cual arriba el estudio del Banco Mundial (0,22), mientras que Guatemala (0,004) y Panamá (0,023 y 0,123, respectivamente para el beta calculado con datos de Morningstar y Value Line) básicamente aplican el beta desapalancado británico, ya que el ajuste que aplican es el diferencial entre el beta americano y el británico.

Respecto del mercado de referencia, el índice S&P500 es el índice de mercado americano más utilizado y difundido tanto a nivel financiero como regulatorio. Otros índices alternativos como el EWI o el NYSE no presentan una serie histórica muy extensa o, más que representar un único mercado, representan un índice global (NYSE).

En cuanto a las empresas seleccionadas para formar parte del cálculo del beta los reguladores establecen diferentes condicionantes como: empresas que responden al Standard Internacional Code (SIC) N° 4911 “Electric Services” (Panamá); sector de las “Electric Utilities” definido por Reuters (Argentina) y por Value Line (Panamá); empresas que actúen predominantemente en las actividades de transmisión y/o distribución de energía eléctrica, que al menos el 50% de sus activos estén destinados a dichas actividades o ser miembros de la Edison Electric Institute (EEI). Sólo Brasil y Colombia presentaron las empresas americanas que integraron el cálculo del beta, que sumadas totalizaron 80 empresas. Es llamativo que entre los estudios de distribución de Brasil y Colombia solo se utilizan 14 empresas en común.

La estructura de capital americana utilizada para desapalancar el beta equity sólo pudo obtenerse de los ejemplos de Brasil y Argentina. En el segmento de transmisión de Brasil se utilizó la relación entre el valor de mercado y la deuda neta y, en el segmento de distribución de Brasil, la deuda total de las empresas distribuidoras que fueron seleccionadas para integrar el cálculo del beta. El porcentaje de deuda definido fue de 45% promedio. El ENRE (Argentina) utilizó la estructura del sector eléctrico global (Long Term Debt to Equity - Most Recent

Quarter, Relación Deuda de Largo Plazo y Patrimonio Neto - último trimestre), valor calculado por Reuters. La relación deuda /equity del sector asciende a 140%.

Al momento de definir la estructura de capital latinoamericana se observan dos posturas, basarse en la realidad de las empresas (Brasil y Colombia) o definir una estructura ideal del sector (Argentina, Guatemala y Panamá). En promedio se sitúa en una participación del 45,6% de la deuda en el activo total.

La comparación entre países culmina con los valores de los betas del activo y del equity del sector eléctrico, del segmento de transmisión y del segmento de distribución. El valor promedio del sector en su totalidad es de 0,49, para el segmento de transmisión es de 0,454 y el segmento de distribución 0,503. De la comparación, se podría establecer que el riesgo de distribución en promedio es un 0,049 superior al de transmisión. Respecto del beta del equity latinoamericano, y considerando que este valor ya se encuentra afectado por los impuestos de cada país y riesgo financiero de cada sector/segmento, el valor promedio es de 0,778.

El último capítulo del estudio se focaliza en el impacto del mercado americano en la rentabilidad del sector eléctrico regulado latinoamericano. Por ser el beta americano la referencia que se utiliza en la determinación del CAPM de los sectores eléctricos regulados de varios países latinoamericanos, un ajuste debe ser realizado para corregir el beta americano. previa determinación del beta de los países en desarrollo para evitar afectar la rentabilidad del sector.

La primera particularidad se refiere a la caída constante, desde el año 2010, del valor del beta del sector eléctrico americano. La caída del coeficiente se debe que está siendo afectado por la evolución del mercado de acciones americano consecuencia del crecimiento de sectores, como el tecnológico, que presentan mayor variabilidad de sus retornos en comparación con los retornos de industrias maduras y, alejan la correlación de estas últimas con el mercado. La caída del coeficiente de correlación del sector eléctrico con el mercado americano no es un comportamiento típico de sectores regulados ya que fue comprobado que, en mercados desarrollados como los de Inglaterra y Francia, la correlación entre el sector y el mercado es creciente o estable en valores de 0,6 a 0,7 versus 0,4 del americano.

La segunda particularidad es que las empresas americanas seleccionadas para determinar el valor del beta se encuentran (en su mayoría) verticalmente integradas y, en consecuencia, el riesgo del negocio definido termina siendo un híbrido del riesgo de diversos segmentos (generación, transmisión y distribución). Esto fue comprobado al analizar la base de la FERC que contiene 192 empresas del sector eléctrico. Un 76% de las empresas tienen activos en más de un segmento y un 53% tiene activos en los tres segmentos con una participación media de los activos de 40% en generación, 20% en transmisión y 40% en distribución.

Por último, se presentó una metodología desarrollada por Quantum America en colaboración la empresa de distribución eléctrica EDP de Brasil que busca dar una alternativa de calculo para ajustar el beta del activo americano con la finalidad de evitar que las dos particularidades del mercado americano presentadas sesguen la rentabilidad de los segmentos eléctrico de los países en desarrollo.

8. ANEXO I – Fórmula para obtener el beta del activo

De acuerdo con Modigliani y Miller (1958) el valor de una empresa (V_L) es igual al valor de mercado de la firma sin deuda (V_u) más el beneficio fiscal producto de la deducción de impuestos de los intereses sobre la deuda ($t * D$), es decir:

$$V_L = V_u + t * D \quad (1)$$

Desde el punto de vista del pasivo de la empresa su valor será igual al valor de mercado de los recursos propios (E) más el valor de mercado de las deudas (D).

$$V_L = E + D \quad (2)$$

Al igualar (1) con (2) se tiene:

$$E + D = V_u + t * D$$

$$E = V_u - D + t * D$$

$$E = V_u - (1 - t) * D$$

Por otra parte, se sabe que el beta del activo (β_A) de una empresa endeudada es igual a la media ponderada de las betas de los recursos propios (β_e) y de la deuda (β_d). Por lo tanto, tenemos:

$$\beta_A = \beta_e * \frac{E}{E + D} + \beta_d * \frac{D}{E + D} \quad (4)$$

$$\beta_A = \beta_e * \frac{E}{V_L} + \beta_d * \frac{D}{V_L} \quad (5)$$

$$\beta_A = \beta_u * \frac{V_u}{V_u + t * D} + \beta_d * \frac{t * D}{V_u + t * D} \quad (6)$$

$$\beta_A = \beta_u * \frac{V_u}{V_L} + \beta_d * \frac{t * D}{V_L} \quad (7)$$

Cuando (5) y (7) se igualan,

$$\beta_e * \frac{E}{V_L} + \beta_d * \frac{D}{V_L} = \beta_u * \frac{V_u}{V_L} + \beta_d * \frac{t * D}{V_L}$$

$$\beta_e * E + \beta_d * D = \beta_u * V_u + \beta_d * t * D$$

$$\beta_e * E + \beta_d * D = \beta_u * V_u + \beta_d * t * D$$

$$\beta_e = \beta_u * \frac{V_u}{E} - \beta_d * \frac{D * (1 - t)}{E}$$

$$\beta_e = \beta_u * \frac{E + D * (1 - t)}{E} - \beta_d * \frac{D * (1 - t)}{E}$$

$$\beta_e = \beta_u * \left[1 + \frac{D * (1 - t)}{E}\right] - \beta_d * \frac{D * (1 - t)}{E}$$

$$\beta_e = \beta_u + (\beta_u - \beta_d) * (1 - t) * \frac{D}{E}$$

Cuando la deuda tiene un riesgo despreciable, es decir $\beta_d \approx 0$, llegamos a la fórmula del beta del equity (β_e) utilizada.

$$\beta_e = \beta_u * \left[1 + \frac{D}{E} * (1 - t)\right]$$

9. Referencias Bibliográficas

- ALEXANDER, G. J.; CHERVANY, N. L. (1980). "On the Estimation and Stability of Beta," *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15: 123–137.
- ¹ Alexander, Mayer y Weeds (1996); "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms" (Banco Mundial, 1996).
- Alexander et al. (1996), Tabla 6.4 página 29.
- Annema and Goedhart (2003), "Better Betas", McKinsey on Finance.
- ANEEL 2019. Nota Técnica 113/2019: Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Brasília – Brasil.
- ANEEL. 2017. Nota Técnica 161/2017: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica. Brasília – Brasil.
- ANEEL. 2016. PRORET Submódulo 9.8: Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica. Brasília – Brasil.
- ANEEL. 2015. Nota Técnica 22/2015: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica. Brasília – Brasil.
- ANEEL. 2013. Nota Técnica 75/2013: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica. Brasília – Brasil.
- ANEEL. 2013. Nota Técnica 361/2013: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Brasília – Brasil.
- Annema, A.; Goedhart M. H. (2003), "Better Betas", *McKinsey on Finance* 6, Winter
- ASEP. 2014. Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución eléctrica, período 2014 – 2018. Ciudad de Panamá, Panamá.
- ASEP. 2013. Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), período 2014 – 2018. Ciudad de Panamá, Panamá.
- Brealey, Myers and Allen. 2010. Principios de Finanzas Corporativas. México DF – México. Editorial Mc Graw Hill.
- CREG. 2014. Resolución 083/2014: Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía en zonas no interconectadas. Bogotá- Colombia.

- CREG. 2014. Resolución 112/2014: Por la cual se definen los valores de los delta beta que se aplicarán en el cálculo de la tasa de descuento en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por propanoductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Bogotá- Colombia.
- CREG. 2008. Resolución 083/2008: Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa. Bogotá- Colombia
- CREG. 2008. Resolución 093/2008: Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y se fija dicha tasa. Bogotá- Colombia.
- CREG. 2009. Resolución 056/2009: Por la cual se revisan los parámetros aplicables a la metodología utilizada para determinar el costo promedio ponderado de capital para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Bogotá- Colombia.
- Damodaran,A.(1999) “Estimating risk parameters”, Stern School of Business, New York, 1999. <https://archive.nyu.edu/handle/2451/26789>
- Damodaran, A.(2010): “Applied Corporate Finance – Third Edition – Jhon Wiley & Sons, Inc”.
- EDP – Energias do Brasil (Abril 2019), “Contribuições à Audiência Pública nº009/2019: Metodologia de Cálculo e Atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital dos Segmentos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica”. São Paulo – Brasil.
- EDP – Energias do Brasil (Diciembre 2019), “Contribuições à Audiência Pública nº026/2019: Metodologia de Cálculo e Atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital dos Segmentos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica”. São Paulo – Brasil.
- Edwin J. Elton y /Martin J. Gruber (1984) “*Portfolio Analysis and Investment Managment*”, de, 3ra Ed.Cap 5, John Wiley and Son.
- ENRE. 2016. Resolución ENRE 0494/2016. Buenos Aires – Argentina.
- Galli, M. y N. del Aguila, *Teoría y Realidad: El Aporte de Harry Markowitz a la Administración de Portafolios en la Argentina*, 1998.
- Guillermo L.Dumrauf.2013. Finanzas Corporativas. Un enfoque latinoamericano. Buenos Aires – Argentina. Editorial Alfaomega.
- JENSEN, M.C.;Black F.; Scholes, M. S. (1972), “The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Tests” *Praeger Publishers Inc*
- López Dumrauf, G,(2013), *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericana*, Buenos Aires – Argentina, Alfaomega.
- Markowitz, Harry (1952). “Portfolio Selection” *Journal of Finance*, marzo, p.77-91.

- Martín Rodríguez Pardina. 2003. La determinación del costo de capital en América Latina. Un estudio comparativo de casos. Buenos Aires – Argentina. Centro de Estudios Económicos de la Regulación - Universidad Argentina de la Empresa.
- MERTON, R. C. (1980). "On Estimating the Expected Return on the Market: An Exploratory Investigation" *Journal of Financial Economics*, Vol. 8, 323-361.
- Nera Economic Consulting (March 2015) "Update of the Equity Beta and Asset Beta for BT Group and Comparators", for the Office of Communications (OFCOM).
- OFGEM (2012) "Finance Supporting de la RIIO-TI: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas".
- OFGEM (December, 2009). "Distribution Price Control Review. Final Proposal – Allowed Revenues and Financial Issues".
- Wiley, "Valuation Measuring and Managing the Value of Companies (2015)
- SKARDZIUKAS, D. (2010). "Practical approach to estimating cost of capital" *Munich Personal RePEc Archive*.

Links en internet:

- <https://mp.ra.ub.uni-muenchen.de/31325/>
- <https://www.barchart.com/stocks/indices/sp-sector>
- <https://us.spindices.com/indices/equity/sp-500-equal-weighted>
- <http://www.valueline.com>.
- www.ofgem.gov.uk
- www.aneel.gov.br